Berlin, 30. Oktober 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See (WindSeeG-Novelle)

Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes nach Kabinettsbeschluss vom 2. September 2026

Version: 2 – mit Hinzufügungen zu „Rückgabe und Neuausschreibung“ (Seite 10) sowie grenzüberschreitende Kooperation (Seite 4, 13) (in kursiv)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1 Executive Summary 4

2 WindSeeG - Bewertung und Änderungsvorschläge im Einzelnen 11

§ 1 Zweck und Ziel des Gesetzes 11

§ 2 Anwendungsbereich 14

§ 2a Ausschreibungsvolumen, Verteilung auf Gebotstermine 14

§ 3 Begriffsbestimmungen 15

§ 4 Zweck des Flächenentwicklungsplans: 17

§ 5 Gegenstand des Flächenentwicklungsplans 19

§ 6 Zuständigkeit und Verfahren zur Erstellung des Flächenentwicklungsplans 19

§ 14 Wettbewerbliche Bestimmung des Zuschlagsberechtigten 19

§ 15a - Anforderungen an das Präqualifikationskriterium Cyber- und Datensicherheit .. 20

§ 17 Anforderungen an Gebote 22

§ 16 Bekanntmachung der Ausschreibungen 22

§ 18 Sicherheit 23

§ 19 Höchstwert 24

§ 20 Zweistufiges Zuschlagsverfahren 27

§ 21 Erste Stufe: Marktliche Realisierung 28

§ 22 Zahlungsverpflichtung 29

§ 24 Rechtsfolgen des Zuschlags 29

§ 50 Bekanntmachung der Ausschreibung 30

§ 51 Anforderungen an Gebote 30

§51a Anforderungen an die Resilienz 31

§ 52 Sicherheit 32

§ 53 Höchstwert 32

§54a Bewertungskritierien 32

§ 54c Anzulegender Wert (inkl. Vorschlag zur Indexierung) 33

§ 65 Geltungsbereich von Teil 4 36

§ 69 Planfeststellungsbeschluss, Plangenehmigung 36
§ 76 Rechtsbehelfe 38
82 Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen 39
§ 83a Nachweispflichten zur Einhaltung von Kriterien und Sanktionen bei Nichteinhaltung der Kriterien 41
§ 102 Übergangsregelung 42
3 EnWG - Bewertung und Anpassungsvorschläge im Einzelnen 44
§ 17d Umsetzung der Netzentwicklungspläne und des Flächenentwicklungsplans 44
§ 17e Entschädigung bei Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen 46
§ 17f Belastungsausgleich 49

1 Executive Summary

Der Ausbau der Offshore-Windenergie nimmt eine Schlüsselrolle bei der Umsetzung der Energiewende ein. Hohe Volllaststunden und das systemdienliche Einspeiseprofil machen sie zu einem wichtigen Faktor für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und die Dekarbonisierung der Industrie. Zudem ist der Erhalt und Ausbau der heimischen Offshore-Wind-Zuliefererindustrie sehr relevant für den Wirtschaftsstandort Deutschland und Europa.

Der BDEW begrüßt daher sehr, dass mit dem Gesetzesentwurf die überfällige Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) weiter vorangebracht wurde. Die vorgeschlagenen Änderungen bilden eine wichtige Grundlage, um das Ausschreibungsdesign weiterzuentwickeln, die Investitionssicherheit zu stärken und die notwendigen Offshore-Optimierungsmaßnahmen umzusetzen. Der Abschluss der WindSeeG-Novelle bis Ende 2026 ist unerlässlich, um die Kontinuität des Offshore-Wind-Ausbaus in Deutschland sicherzustellen. Gleichzeitig schafft er die Voraussetzungen für die Vergabe neuer Flächen im Jahr 2027 und stärkt die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit entlang der gesamten Offshore-Wertschöpfungs- und Lieferkette.

Der BDEW bewertet die Maßnahmen im Gesetzesentwurf wie folgt:

- Die **Beibehaltung der Ausbauziele**, die **Fortführung des ambitionierten Ausbaupfads** mit durchschnittlich 3.000 MW pro Jahr unter Berücksichtigung der erforderlichen Flexibilitäten und die stärkere Ausrichtung auf grenzüberschreitende Offshore-Wind-Kooperationsprojekte sowie dazugehörige internationale, radiale und hybride Offshore-Anbindungsleitungen werden ausdrücklich begrüßt. Aus Sicht des BDEW ist es jedoch sinnvoll und notwendig, die genaue **Anrechnung dieser Kooperationsprojekte** ergänzend zu der wichtigen Regelung in § 5 EEG auch in § 1 Abs. 2 WindSeeG zu verankern und weiter zu konkretisieren. *Zudem sollte ein **Unterziel für Kooperationsprojekte in einer Größenordnung von 10 GW** als Teil des 70 GW-Ziels bis 2045 ins WindSeeG aufgenommen werden, um eine vorrausschauende Flächenentwicklungsplanung zu ermöglichen*[1] **→ konkreter Vorschlag siehe zu § 1 Abs. 2 WindSeeG**.
- Der BDEW begrüßt es sehr, dass die Offshore-Wind-Ausbauziele durch die Optimierungsmaßnahmen **Reduktion der Leistungsdichte** und Umsetzung von **grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten** deutlich kosteneffizienter, mit höheren Vollaststunden und einem stärkeren Fokus auf die Erträge erreicht werden sollen. **Allerdings ist es aus Sicht des BDEW nicht ausreichend, dass diese wichtigen**

[1] Hinzufügung durch Version 2 der BDEW-Stellungnahme

Maßnahmen nur in der Gesetzesbegründung erläutert werden und für die Umsetzung auf den Flächenentwicklungsplan (FEP) verwiesen wird. Dies liegt daran, dass sie in der Praxis im Gegensatz zu den gesetzlich verankerten Ausbauzielen in Gigawatt (GW) und den Unsicherheiten bzgl. der Realisierung von Kooperationsprojekten stehen können und damit zu Planungsunsicherheiten beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) führen. Daher müssen zur sinnvollen Umsetzung der Maßnahmen neue, gesetzliche **Vorgaben für die Flächenentwicklungsplanung in § 4 WindSeeG** aufgenommen werden: Es sollte dort geregelt werden, dass in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) die Leistungsdichte in der Regel nicht mehr als **7 MW/km²** betragen darf und somit mind. **3.500 Volllaststunden** in den verbleibenden Flächen in Zone 3 sowie mehr als **4.000 Volllaststunden** in Zone 4 und 5 erreicht werden sollen, um die Kosteneffizienz zu steigern (siehe Fraunhofer IWES, 2026) → **konkreter Vorschlag siehe zu § 4 WindSeeG.**

› Der BDEW begrüßt die Anpassungen, um für die **flächenspezifische Überbauung** der Netzanbindungen und die **Höherauslastung der Netzanbindungssysteme** die notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Beide Maßnahmen können volkswirtschaftlich sehr sinnvoll sein. Da eine verpflichtende Überbauung in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße zu Zusatzkosten für Offshore-Windparks (OWPs) führt (siehe u.a. Studie von Frontier Economics 2026), sollte sie über die Ausgestaltung der CfDs abgesichert werden.

› Der BDEW begrüßt ausdrücklich die **Streichung des 2K-Kriteriums** (§ 17d EnWG) und somit die **Aufhebung eines deutschen Sonderwegs, d.h. Anpassung an den internationalen Standard**. Durch die Streichung des Kriteriums, das bisher keine wissenschaftliche Grundlage hat, kann die Offshore-Netzinfrastruktur effizienter gebaut und genutzt sowie eine der erforderlichen Voraussetzungen für die Höherauslastung von ONAS um bis zu 10% geschaffen werden. In der Folge kann beim Ausbau auf 70 GW bis 2045 insgesamt ein ganzes ONAS eingespart werden, was die Kosten um 7 – 10 Mrd. senken würde. Die Anpassung des 2-K-Kriteriums sollte allerdings konsequent auch auf die parkinterne Verkabelung erstreckt werden. Dies würde eine ganzheitliche technische und betriebliche Optimierung von Offshore-Windparks erleichtern und sollte, soweit technisch, sicherheitsbezogen und umweltfachlich vertretbar, auch für Bestandswindparks geprüft werden.

› **Der BDEW hält das geplante zweistufige Zuschlagsverfahren für nicht zielführend und lehnt es entschieden ab**. Es setzt die bestehenden, starken Anreize für optionales, risikoaffines Bieten fort und trägt damit weiterhin erhebliche **Realisierungsrisiken** in sich. Darüber hinaus stellt ein derartiges Modell einen deutschen Sonderweg dar, der die internationale Attraktivität des Investitionsstandorts Deutschlands schwächt. Zudem führt das Verfahren nicht zwingend dazu, den Absicherungsbedarf des Staates

zu minimieren. Der BDEW fordert daher, die erste Stufe zu streichen und somit ein Zuschlagsverfahren ausschließlich **basierend auf der direkten Vergabe von zweiseitigen Contracts-for-Difference (CfDs)** für alle in den kommenden Auktionsrunden zu vergebenden Flächen einzuführen. Um den Absicherungsbedarf des Staates möglichst gering zu halten, sollten die bezuschlagten Bieter im CfD-Regime **mehr Flexibilität für die alternative PPA-Vermarktung** eines Teils der Strommengen durch zusätzliche einmalige Opt-Out/-In- und PPA-Carve-Out-Möglichkeiten erhalten.

- **Der BDEW begrüßt sehr, dass die Bundesregierung nun prüft, eine Indexierung für die Planungs- und Bauphase noch ins parlamentarische Verfahren zum WindSeeG einzubringen**. Wichtig wäre, bei dieser Prüfung auch auf die Betriebsphase in den Blick zu nehmen und die verstärkte Absicherung gegen Risiken über den gesamten Projektzyklus anzuwenden. Das bisherige Fehlen einer Indexierung im Gesetzesentwurf bewertet der BDEW äußerst kritisch. Damit würde die Chance verpasst werden, die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte signifikant zu steigern, Finanzierungs- und damit die Stromkosten insgesamt zu senken sowie die Attraktivität des deutschen Offshore-Wind-Marktes im internationalen Wettbewerb zu stärken (Vermeidung zusätzlicher Risikoaufschläge und Senkung der LCOE). Aus Sicht des BDEW sollte daher zumindest eine einfache **Indexierung auf Basis des europäischen Verbraucherpreisindexes HICP** (Eurostat) noch aufgenommen werden. Dies folgt dem erfolgreichen britischen Modell und trägt dazu bei, Projekte über die langen Entwicklungs- und Realisierungszeiträume hinweg zumindest teilweise gegen externe, von den Projektträgern nicht beeinflussbare Kosten- und Inflationsrisiken abzusichern und somit die Stromkosten (insbesondere in den Anfangsjahren) zu senken → **konkreter Vorschlag siehe zu § 20 WindSeeG.**
- Der BDEW hält die **CfD-Höchstwerte für tendenziell nicht ausreichend, um die aktuellen Marktbedingungen und projektspezifischen Herausforderungen angemessen abzubilden**. Insbesondere das Fehlen einer Indexierung sowie die zusätzlichen Kostenbelastungen infolge der verpflichtenden Überbauung, der Umsetzung der NZIA-Kriterien und die Einführung von Kapazitätsentgelten durch den AgNes-Prozess machen höhere Höchstwerte notwendig. Der BDEW empfiehlt daher, die gewählten Annahmen zur Berechnung der Höchstwerte dringend im engen Dialog mit der Branche zu überprüfen, mit den **Annahmen in aktuellen Studien und anderen europäischen CfD-Systemen abzugleichen** und die Höchstwerte entsprechend anzupassen. Zudem sollte die Methodik zur Berechnung der Höchstwerte veröffentlicht werden, wie das unter anderem in Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark gemacht wird.
- Der BDEW begrüßt die neue Möglichkeit für die Bundesnetzagentur, die **Höchstwerte für die CfD-Zuschlagsverfahren flächenspezifisch, je nach Ertragsprognosen, um bis zu**

35% anpassen zu können. Es sollte allerdings auch grundsätzlich mehr Flexibilität geschaffen werden, um umfassend und schnell z.B. auf Veränderungen in den Kostenstrukturen reagieren zu können. Zudem sollte die Bundesnetzagentur die Höchstwerte auch entsprechend der jeweiligen Höhe des durch den Flächenentwicklungsplan vorgegebenen Überbauungswerts anpassen können. Durch eine solche Anpassungsmöglichkeit kann die verpflichtende Überbauung betriebswirtschaftlich abgesichert werden.

- Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass der **Betriebszeitraum für zukünftige Anlagen von derzeit 25 auf 35 Jahre verlängert werden soll** und der Flächenentwicklungsplan Abweichungen davon aufgrund planerischer Erwägungen festlegen kann. Allerdings müssen im Zusammenhang mit der Verlängerung auch die **regulatorischen Rahmenbedingungen** unter anderem in §§ 17e und 17f EnWG sowie in der **Regulierung der ONAS** entsprechend an Betriebszeiten von 35 Jahren zwingend angepasst werden. Insbesondere bei bereits in der Entwicklung befindlichen ONAS muss die Verlängerung im Einzelfall anhand der technischen Konstitution beurteilt und entsprechende Entscheidungen im FEP getroffen werden. All dies ist notwendig, um die aus einer Verlängerung folgenden Risiken angemessen zu adressieren. Zudem sollte auch anhand jedes Einzelfalls geprüft werden, ob schon jetzt eine Verlängerung des Genehmigungszeitraums für seit 2023 bezuschlagte Projekte möglich gemacht werden kann.
- **Der BDEW fordert, dass im Zusammenhang mit den Änderungen in § 69 Absatz 7 unbedingt die Übergangsregelung in § 102 Abs. 8 erweitert werden sollte, damit auch der Weiterbetrieb von Bestandsanlagen, die bereits vor 2023 bezuschlagt, genehmigt oder in Betrieb genommen wurden, nicht unbeabsichtigt zeitlich begrenzt und prozessual erschwert wird.** Ohne eine solche Anpassung der Übergangsregelung würden die Änderungen in der bisherigen Form dazu führen, dass der bisher gesetzlich mögliche Weiterbetrieb für Bestandsanlagen von zehn Jahren auf nur noch fünf Jahre begrenzt sowie durch die neue Pflicht zur Plangenehmigung unnötig erschwert würde, obwohl dies laut der Gesetzesbegründung nicht das Ziel ist. Anders als in der Gesetzesbegründung genannt, decken die bestehenden Übergangsbestimmungen in § 102 Abs. 3 und Abs. 4 WindSeeG nicht alle weiteren Bestandsanlagen ab, sondern nur solche mit Zuschlägen ab 2020. Es bedarf daher einer Klarstellung im Gesetz, um regulatorische Unsicherheiten zu verhindern. Studien zeigen, dass ein koordinierter Weiterbetrieb von Bestandsanlagen um bis zu 10 Jahre je nach Fläche/Gebiet sehr sinnvoll sein kann, um die Kosteneffizienz zu steigern und Umwelteingriffe zu reduzieren.
- Der BDEW spricht sich zudem für die Schaffung eines klaren regulatorischen Rahmens für den **koordinierten Weiterbetrieb** von OWPs und ONAS aus. Nur durch eine

abgestimmte Regelung können bestehende Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen optimal weitergenutzt, unnötige Stilllegungen vermieden und die Ziele der Energiewende kosteneffizient unterstützt werden **→ konkreter Vorschlag siehe zu § 17e EnWG.**

- **Der BDEW fordert, dass alle Flächen vor der Ausschreibung zentral voruntersucht werden sollen**. Auf diese Weise kann der Zeitraum zwischen Zuschlagserteilung und Investitionsentscheidung für alle Flächen auf etwa zwei bis drei Jahre begrenzt und das Risiko projektgefährdender Kosten- und Marktveränderungen während der Entwicklungsphase deutlich reduziert werden. Es besteht keine Notwendigkeit, dauerhaft am bestehenden zweigleisigen System aus nicht zentral voruntersuchten und zentral voruntersuchten Flächen festzuhalten. Die Anforderungen des Net-Zero Industry Act (NZIA) sollten auch im Offshore-Wind-Bereich über regelmäßige Resilienzausschreibungen umgesetzt werden, analog zur Umsetzung im EEG. Da die nächsten zur Ausschreibung vorgesehenen Flächen bereits zentral voruntersucht sind beziehungsweise derzeit voruntersucht werden, kann dieser Ansatz konsequent fortgeführt und auch auf alle zukünftigen Flächen ausgeweitet werden. Das bestehende Regime für nicht zentral voruntersuchte Flächen mit einem Zeitraum von etwa vier Jahren zwischen Zuschlag und Investitionsentscheidung zählt zu den wesentlichen Ursachen der aktuell zu beobachtenden Realisierungsrisiken und sollte daher nicht fortgeführt werden.
- Der BDEW unterstützt grundsätzlich die Regelung, dass ab 2027 der jährliche Ausschreibungskorridor zwischen 2.000 MW und 4.800 MW und das zukünftige **Ausschreibungsvolumen pro Fläche in der Regel 1.000 bis 1.200 MW** betragen soll, wenngleich Abweichungen vom Volumen pro Fläche innerhalb eines Korridors von 500 bis 2.400 MW in Ausnahmefällen aus fachplanerischen Gründen zulässig sein sollen. Dies ist sachgerecht, um Akteursvielfalt, Skaleneffekte und die notwendige Flexibilität sinnvoll in Einklang zu bringen und die Überbauung in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße (5 - 10%) flächenspezifisch abbilden zu können. Allerdings muss bei der Umsetzung im FEP beachtet werden, dass für die Anbindung von in der Regel zwei 1-GW-Flächen an ein 2-GW-ONAS eine **verstärkte Koordinierung** von Ausschreibung, Genehmigung, Bau, Betriebszeiten und Rückbau sowie eine **stärkere Standardisierung der Schnittstelle zwischen OWP und ONAS** notwendig ist.
- Durch die geplante Änderung **in § 17e EnWG-E** soll der **zeitliche Selbstbehalt** für Entschädigungen bei Netzanschlussverzögerungen für ab 2027 ausgeschriebene OWPs von heute 91 Tage auf nun 31 Tage nach dem Fertigstellungstermin (VFT) der Netzanbindung reduziert werden. Diese Regelung würde das wirtschaftliche Risiko für die OWP-Entwickler bei Netzanschlussverzögerungen teilweise senken, kann aber gleichzeitig zu regelmäßigen **Entschädigungsrisiken** für den ÜNB führen, die nicht Folge

der Gesetzesänderung sein sollten. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Fertigstellung der ONAS vor Inbetriebnahme umfassend durch **Belastungstests** nachgewiesen werden muss. Ziel dieser Erprobungen ist es, die technische Funktionsfähigkeit und Betriebsbereitschaft der Netzanbindungsanlage unter realitätsnahen Bedingungen belastbar nachzuweisen. Nach den gegenwärtigen Realisierungsfristen des § 81 WindSeeG ist der OWP-Betreiber jedoch lediglich verpflichtet, zum Zeitpunkt des VFT eine einzelne Windenergieanlage an das ONAS angeschlossen zu haben. Unter diesen Voraussetzungen können die Belastungstests der nun deutlich größeren 2-GW-ONAS nur in sehr eingeschränktem Umfang durchgeführt werden und sind regelmäßig nicht geeignet, das Verhalten der ONAS unter einer repräsentativen Einspeisesituation nachzuweisen. Eine Verkürzung des Selbstbehalts bei gleichzeitig unzureichender Erprobungsmöglichkeit kann daher das Risiko von Streitigkeiten über die tatsächliche Betriebsbereitschaft der ONAS erhöhen. **Daher fordert der BDEW, dass in Verbindung mit der Änderung des zeitlichen Selbstbehalts zwingend zwei neue Meilensteine vor dem VFT zur sinnvollen technischen Realisierung auf beiden Seiten eingeführt werden sollten:** Damit die Belastungstests in geeignetem Maße durchgeführt und rechtzeitig abgeschlossen werden können, sollten mind. **30 % der Windenergieanlagen** einschließlich der dazugehörigen parkinternen Verkabelung bereits sechs Wochen vor dem VFT installiert worden sein. Um dies wiederum einhalten zu können, sollte dem OWP-Entwickler sechs Monate vor dem VFT der **Beginn des Kabeleinzugs** ermöglicht werden. **Der BDEW hat bereits 2024 einen konkreten Vorschlag für diesen sehr wichtigen Aspekt zwischen den OWP-Entwicklern und ÜNB abgestimmt und veröffentlicht.** Zudem muss das zusätzliche Entschädigungsrisiko des ÜNB für den Zeitraum zwischen dem 31. und dem 91. Tag nach dem VFT weiterhin umlagefähig bleiben. Nur so wird verhindert, dass Risiken, die außerhalb des unmittelbaren Einflussbereichs des ÜNB entstehen, einseitig bei diesem verbleiben. Es sollte auch geprüft werden, ob dieses Maßnahmenpaket auch für seit 2023 bezuschlagte Projekte angewendet werden kann.

- Der BDEW fordert, dass zudem eine **gleitende Pönalisierung** eingeführt sowie der **Pflicht-Zuschlagsentzug** bei Schwierigkeiten mit der Einhaltung der Realisierungsfristen oder Nachweispflichten zur Einhaltung von Zugangs- und Bewertungskriterien in eine Kann-Regelung mit Ermessensspielraum für die Bundesnetzagentur umgewandelt wird **→ konkrete Vorschläge siehe zu § 82 WindSeeG.**
- Der BDEW unterstützt, dass durch die Änderungen im Gesetzesentwurf **kombinierte Anschlusskonzepte aus H2-Pipelines und Seekabeln** in Sonstigen Energiegewinnungsbereichen (SEN) für die Demonstration und den perspektivischen Hochlauf von Offshore-Elektrolyse ermöglicht werden. Allerdings enthält der Entwurf weder einen Zeitplan für die Ausschreibung des SEN-1-Bereichs noch von weiteren

sonstigen Energiegewinnungsbereichen. Der BDEW spricht sich daher dafür aus, bei der **Flächenausweisung für die Zonen 4 und 5** im anstehenden FEP zu ermitteln, wie aus volkswirtschaftlicher Perspektive das richtige Verhältnis aus rein stromnetzgebundenen und hybrid angebundenen Windenergieanlagen in diesen Zonen sein sollte und ob in diesem Zusammenhang die Festlegung weiterer SEN-Bereiche sinnvoll ist. Des Weiteren regt der BDEW an, zu prüfen, ob weitere **Anpassungen im Gesetzesentwurf** getroffen werden können, um die Mitnutzung der Offshore-Strominfrastruktur durch die Elektrolyseure in sonstigen Energiegewinnungsbereichen rechtssicher und planbar für alle Seiten auszugestalten. Dies kann insbesondere Anschlussanspruch, Kapazitätsnutzung, Strombezug, Einspeisung, Messung, Bilanzierung, Betriebsführung, Abregelung und Kostentragung betreffen. Ohne entsprechende Klarstellungen besteht das Risiko, dass Elektrolyseure zwar grundsätzlich zulässig sind, ihre konkrete Einbindung in die Offshore-Strominfrastruktur aber nicht investitionssicher umgesetzt werden kann.

- Zudem sollen auch **grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastrukturen** (Transit-Rohrleitungen) in das WindSeeG aufgenommen werden, um die Genehmigung solcher Projekte zu erleichtern **→ konkreter Vorschlag siehe zu § 1, 2 und 3 WindSeeG**

Kritisch bewertet der BDEW zudem, dass der Gesetzesentwurf bislang keine ausreichenden Maßnahmen vorsieht, um die **Realisierungswahrscheinlichkeit bereits seit 2023 bezuschlagter Projekte zu erhöhen** und einen geordneten **Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus** für den unerwünschten Fall einer Nichtrealisierung einzuführen. Hierzu sollten unbedingt im parlamentarischen Verfahren noch Regelungen aufgenommen werden, um frühestmögliche Planungssicherheit für alle Akteure herzustellen.

*Der BDEW hat einen **konkreten Vorschlag** für einen Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus sowie für Maßnahmen zur Unterstützung der Realisierung von zwischen 2023 und 2025 bezuschlagten Projekten erarbeitet und am 23.10.2026 veröffentlicht.*[2]

[2] Hinzufügung durch Version 2 der BDEW-Stellungnahme

2 WindSeeG - Bewertung und Änderungsvorschläge im Einzelnen

§ 1 Zweck und Ziel des Gesetzes

Zu Absatz 2:

Der BDEW begrüßt, dass das Ausbauziel von 70 GW bis 2045 bestehen bleiben und der Ausbaupfad mit entsprechenden Flexibilitäten fortgeführt werden soll. Der Anschluss von Offshore-Wind-Erzeugungskapazitäten in dieser Größenordnung an das Stromnetz ist sinnvoll, da sie aufgrund ihrer hohen Volllaststunden und ihres systemdienlichen Einspeiseprofils deutlich stärker als andere klimaneutrale Erzeugungsanlagen zur Versorgungssicherheit im Stromsystem beitragen. Offshore-Windparks in der deutschen Nord- und Ostsee erreichen bereits heute durchschnittlich 3.500 Volllaststunden und erzeugen an nahezu allen Stunden des Jahres Strom. In der gesamtheitlichen Betrachtung des Jahres 2025 erfolgte nur an circa fünf Stunden gar keine Stromeinspeisung aus Offshore-Wind. Zudem ist die Akzeptanz von Offshore-Wind sehr hoch, Offshore-Windparks tragen signifikant zur Dekarbonisierung der Industrie bei und der bisher allergrößte Teil der mit dem Ausbau verbundenen Wertschöpfung und Arbeitsplätze befindet sich in Europa.

Nichtsdestotrotz sollten die Ausbauziele durch Offshore-Optimierungsmaßnahmen sowie eine verstärkte grenzüberschreitende Kooperation mit den Nachbarländern deutlich **kosteneffizienter** erreicht werden. Gleichzeitig können dadurch höhere Volllaststunden für Offshore-Windparks (OWPs) und Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) realisiert sowie die Resilienz des europäischen Energiesystems gestärkt werden. Die stärkere Integration und Koordination über Ländergrenzen hinweg trägt dazu bei, vorhandene Ressourcen effizienter zu nutzen, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Widerstandsfähigkeit der Energieinfrastruktur gegenüber technischen, wirtschaftlichen und geopolitischen Herausforderungen zu verbessern.

In diesem Zusammenhang unterstützt der BDEW die im Gesetzesentwurf enthaltenen Maßnahmen zur **Umsetzung von grenzüberschreitenden Offshore-Wind-Kooperationsprojekten sowie internationalen (radialen und hybriden) Offshore-Anbindungsleitungen**, zur **flächenspezifischen verpflichtenden Überbauung** nach den Vorgaben des Flächenentwicklungsplans und zur **Höherauslastung der ONAS**. Die Überbauungswerte sollten allerdings zwingend flächenspezifisch oder mindestens gebietsspezifisch sowie in einem volkswirtschaftlich sinnvollen Maße und anhand wissenschaftlicher Berechnungsmethoden (siehe Studie von Frontier Economics, 2026) im FEP festgelegt werden. Zudem sollten die damit verbundenen Zusatzkosten für den OWP-Entwickler über die Ausgestaltung der CfDs abgesichert werden.

Der BDEW begrüßt sehr, dass zur Steigerung der Kosteneffizienz zukünftig vermehrt grenzüberschreitende Kooperationsprojekte (d.h. hybride Interkonnektoren-Projekte, wie z.B.

Bornholm Energy Island, als auch grenzüberschreitend radiale Kooperationsprojekte, wie z.B. bei OstWind4 vorgesehen) umgesetzt und diese Projekte auf die Ausbauziele angerechnet werden sollen (siehe Fraunhofer IWES, 2026). Allerdings fehlt im Gesetzesentwurf bisher noch eine Regelung, die die **konkrete Anrechnung der Kooperationsprojekte** auf die Ausbauziele regelt, trotz der Erläuterungen dazu in der Gesetzesbegründung.

Die Bundesregierung hat sich gemeinsam mit den anderen Staaten auf dem Nordseegipfel 2026 in Hamburg das Ziel gesetzt, dass 100 GW von insgesamt 300 GW Offshore-Wind-Ausbau bis 2050 durch Kooperationsprojekte im Nordseeraum realisiert werden sollen. Zudem sollen laut Klimaschutzprogramm 2026 hybride Offshore-Kooperationsprojekte mit einer zusätzlichen Anschlussleistung von 12 Gigawatt an das deutsche Stromnetz angeschlossen werden.

Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW, dass in das WindSeeG eine gesetzliche Norm aufgenommen werden sollte, die die genaue Anrechnung von grenzüberschreitenden Offshore-Kooperationsprojekten auf die Ausbauziele konkret regelt. Der ausschließliche Verweis in der Gesetzesbegründung auf die geplante Regelung in § 5 Abs. 5 S. 5 EEG-E, die wir sehr begrüßen, ist aus Sicht des BDEW nicht ausreichend und bietet keine ausreichende rechtliche Basis für die Anrechnung, da dort die Anrechnung auf die Ausbauziele nicht konkret genug geregelt wird, sondern nur auf eine völkerrechtliche Vereinbarung verwiesen wird.

Wichtig bei der Anrechenbarkeit von Kooperationsprojekten ist es, dass sie möglichst praktikabel ausgestaltet wird und es zu keiner (signifikanten) Doppelzählung der angeschlossenen OWP-Leistung auf die Ziele beider Staaten kommt. **Der BDEW schlägt vor, bei der Anrechnung auf die dem jeweiligen Land zur Verfügung stehende Netzanschlusskapazität abzustellen**. Am Beispiel von Bornholm Energy Island mit 3 Gigawatt (GW) OWP-Erzeugungsleistung würden somit entsprechend der geplanten Netzanbindungskapazitäten 2 GW auf die deutschen Ausbauziele und 1,2 GW auf die dänischen Ausbauziele angerechnet.

*Auch sollte ein **Unterziel für grenzüberschreitende Kooperationsprojekte in einer Größenordnung von 10 GW** als Teil des 70 GW-Ausbauziels bis 2045 festgelegt werden, um als Grundlage für eine **vorausschauende** Reduzierung der Leistungsdichte in der deutschen AWZ und Einplanung sowie Umsetzung von Kooperationsprojekten mit den Nachbarstaaten dienen.*[3]

Zudem sollten die zuständigen Behörden ein **konkreteres gesetzliches Mandat** bekommen, um gemeinsam mit den Nachbarländern „eine erzeugungsoptimale Flächenkulisse zu

[3] Hinzufügung durch Version 2 der BDEW-Stellungnahme

entwickeln“, wie es im Koalitionsvertrag 2025 als Ziel genannt wurde, und somit Abschattungseffekte, Umweltauswirkungen und Seekabellängen grenzüberschreitend zu reduzieren.

Der BDEW schlägt daher folgende konkrete Hinzufügung in § 1 Abs. 2 WindSeeG vor, um die Anrechnung von Kooperationsprojekten zu konkretisieren:

> *(2) Ziel dieses Gesetzes ist es, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030, auf insgesamt mindestens 40 Gigawatt bis zum Jahr 2035 und auf insgesamt mindestens 70 Gigawatt bis zum Jahr 2045 zu steigern,* ***wovon im Sinne der Kosteneffizienz bis zum Jahr 2045 grenzüberschreitende Kooperationsprojekte in einer Größenordnung von 10 Gigawatt umgesetzt werden sollen.***[4] ***In der ausschließlichen Wirtschaftszone eines anderen Mitgliedstaates oder mehrerer anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union oder des Vereinigten Königreichs oder Norwegens errichtete Windenergieanlagen auf See, die direkt oder mittels eines hybriden Interkonnektors an das deutsche Netz angeschlossen werden, werden auf die Ausbauziele nach Satz 1 entsprechend der Anschlusskapazität an das deutsche Stromnetz angerechnet.*** *Diese Steigerung soll kosteneffizient und unter Berücksichtigung der für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten erfolgen.* ***In Zusammenarbeit mit Mitgliedstaaten der Europäischen Union, dem Vereinigten Königreich und Norwegen soll die Errichtung erzeugungsoptimaler Flächenkulissen und dazugehöriger Offshore-Anbindungsleitungen in der Nordsee und Ostsee über die Grenzen der einzelnen ausschließlichen Wirtschaftszonen hinaus ermöglicht werden.*** *[…]*

Zu Absatz 3:

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die Aufnahme der internationalen Offshore-Anbindungsleitungen in die Norm sowie den Verweis auf die Regelungen im Wasserstoffbeschleunigungsgesetz zum öffentlichen Interesse. Durch die Anpassungen kann die Genehmigung von grenzüberschreitenden Offshore-Wind-Kooperationsprojekten, Offshore-Elektrolyse- und Wasserstoffinfrastrukturprojekten vereinfacht werden und somit mittel- und langfristig zur Steigerung der Kosteneffizienz im Offshore-Wind-Bereich beitragen.

Allerdings sollte grenzüberschreitende Wasserstoffpipelineinfrastruktur (darunter Wasserstoff-Transit-Rohrleitungen) zukünftig auch anhand des WindSeeG einfacher

[4] Hinzufügung durch Version 2 der BDEW-Stellungnahme

genehmigt werden können als bisher über das Bergbaurecht. Daher schlagen wir vor, solche Vorhaben direkt mit in die Regelungen des WindSeeG aufzunehmen. Dies ist notwendig, um eine genehmigungsrechtliche Konkretisierung für die Entwicklung von Wasserstoffpipelines mit Verbindung zu den geplanten Offshore-Wasserstoff-Infrastrukturen der Nachbarländer im Nord- und Ostseeraum herbeizufügen (wie bei der AquaDuctus-Pipeline zweite Projektphase und der Pipeline HYBHC Baltic Sea Hydrogen Collector geplant). Denn bei der Offshore-Pipelineplanung sollte europäisch bzw. vermascht gedacht werden, schließlich ist – auch mit Blick auf die notwendigen Importe für Deutschland – eine Anbindung an zukünftige H2-Netze von anderen Nordseeanrainerstaaten sinnvoll. Eine Vermaschung von Pipelines in einem Offshore-Verbundnetz kann helfen, Versorgungssicherheit, Energieunabhängigkeit und Resilienz durch Redundanz zu steigern.

Der BDEW schlägt daher folgende Anpassung vor:

*(3) Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See**, ~~und~~** Offshore-Anbindungsleitungen, **sonstigen Energiegewinnungsanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Offshore-Elektrolyse, und Leitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie mit diesen Leitungen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff** liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit.*

§ 2 Anwendungsbereich

Entsprechend der Erläuterungen zu § 1 Abs. 3 WindSeeG sollte folgende Anpassung auch in § 2 Abs. 1 Nr. 1 aufgenommen werden:

(1) Dieses Gesetz regelt (…)

1. *die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, sonstigen Energiegewinnungsanlagen, Offshore-Anbindungsleitungen und Leitungen oder Kabeln, die Energie oder Energieträger aus Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen aus sonstigen Energiegewinnungsbereichen abführen**, darunter fallen auch mit diesen Leitungen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff**, jeweils soweit sie nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden,*

§ 2a Ausschreibungsvolumen, Verteilung auf Gebotstermine

Zu Absatz 1:

Der BDEW begrüßt die Änderungen zu § 2a Absatz 1, um den Ausbaupfad weiter fortzuschreiben und dem BSH gleichzeitig die notwendige Flexibilität durch den Ausbaukorridor von 2.000 MW bis 4.800 MW zu geben. So kann das BSH den Ausbau entsprechend der Realisierung von grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten und der Überbauung anpassen.

Zu Absatz 2:

Der BDEW unterstützt grundsätzlich die Regelung, dass ab 2027 das Ausschreibungsvolumen pro Fläche in der Regel 1.000 bis 1.200 MW betragen soll, wenngleich Abweichungen vom Volumen pro Fläche innerhalb eines Korridors von 500 bis 2.400 MW in Ausnahmefällen aus fachplanerischen Gründen zulässig sein sollen. Dies ist sachgerecht, um Akteursvielfalt, Skaleneffekte und die notwendige Flexibilität sinnvoll in Einklang zu bringen und die Überbauung in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße (5 - 10%) flächenspezifisch abbilden zu können. Allerdings muss bei der Umsetzung beachtet werden, dass für die Anbindung von in der Regel zwei 1-GW-Flächen an ein 2-GW-ONAS eine verstärkte Koordinierung von Ausschreibung, Genehmigung, Bau, Betriebszeit und Rückbau sowie eine stärkere Standardisierung der Schnittstelle zwischen OWP und ONAS über den FEP notwendig ist.

Des Weiteren sollte eine flächenspezifische Überbauung in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße umgesetzt werden. Aktuelle Studien zeigen, dass der Korridor für volkswirtschaftlich optimale Überbauungswerte zwischen 5 und 10 % liegt, je nach Erzeugungsprofil und Kostenverhältnissen. Eine Überbauung von 20 % ist hingegen nach den aktuellen Analysen bei keiner der Flächen volkswirtschaftlich sinnvoll und sollte daher auch nicht im WindSeeG in der grundsätzlichen Form abgebildet werden. Daher sollte der Höchstwert des Ausschreibungskorridors pro Jahr und Fläche ein Überbauungsvolumen von 10 % oder max. 15 % abdecken, um die notwendige Flexibilität zu ermöglichen.

§ 3 Begriffsbestimmungen

Der BDEW begrüßt die geplanten Änderungen – insbesondere die Hinzufügung der Begriffsbestimmung „**Elektrolyseur“** (Nr. 3a), die Anpassung der Definitionen zu **„sonstige Energiegewinnungsanlage“** (Nr. 8) und **„sonstige Energiegewinnungsbereiche“** (Nr. 9) werden dazu führen, dass kombinierte Anschlusskonzepte aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines in SEN-Bereichen ermöglicht werden.

Zusätzlich sollte geprüft werden, ob auch der Begriff „kombinierte Anschlusskonzepte“ ausdrücklich im WindSeeG für die Anwendung im Zusammenhang mit sonstigen Energiegewinnungsbereichen definiert werden kann. Darunter sollten technische Anschlusskonzepte verstanden werden, bei denen Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen sowohl über Offshore-Anbindungsleitungen an das

Stromübertragungsnetz als auch über Leitungen an das Wasserstofftransportnetz angebunden werden können. Eine solche Legaldefinition erleichtert die Rechtsanwendung und stellt sicher, dass kombinierte Anschlusskonzepte nicht lediglich in der Begründung, sondern auch im Gesetzestext selbst als planungs- und zulassungsfähige Infrastrukturkategorie sichtbar werden.

Der BDEW schlägt die Hinzufügung einer weiteren Begriffsdefinition vor, um Wasserstoff-Transit-Pipelines ins WindSeeG aufzunehmen (siehe Ausführungen zu § 1 Abs. 3):

Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind

(…)

6b. „Transit-Rohrleitung“ eine Rohrleitung zum Transport von ausschließlich Wasserstoff, die vom Festlandsockel oder vom Gebiet eines anderen Staates oder von einem Netzverknüpfungspunkt an der Außengrenze des Festlandsockels der Bundesrepublik Deutschland in diesen hineinführt oder diesen durchquert

Vorläufige Bewertung zur neuen Begriffsdefinition 6a. „operative Kontrolle“:

Der BDEW begrüßt die Definition im Allgemeinen, weist aber darauf hin, dass diese aktuell nicht über die nötige Trennschärfe verfügt. Anpassungen sollten im weiteren Gesetzgebungsverfahren vorgenommen werden. Eine abschließende Bewertung war aufgrund der kurzen Länder- und Verbändeanhörung nicht möglich.

Aus Sicht des BDEW könnte aber folgende Anpassung sinnvoll sein:

~~***6a. „operative Kontrolle“ die Befugnis zur Einführung und Umsetzung von Betriebsstrategien, die die laufenden Tätigkeiten, Prozesse und Ressourcen regeln, um das reibungslose Funktionieren einer Anlage, insbesondere ihrer Netz- und Informationssysteme, zu gewährleisten. Die operative Kontrolle über die Anlage umfasst insbesondere den Fernzugriff auf die Anlage, Betriebsführung, Aufrechterhaltung des ordnungsgemäßen Betriebszustands, Steuerung der Energieanlage, Datenspeicherung und -Verarbeitung sowie die Herstellung, Bearbeitung und Nutzung über und von im Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlage genutzter Firm- und Software.***~~

6a. „operative Kontrolle“ die Befugnis, sämtliche für den sicheren, zuverlässigen und netzdienlichen Betrieb einer Anlage erforderlichen betrieblichen Entscheidungen zu treffen und umzusetzen. Sie umfasst insbesondere die Betriebsführung, den Fernzugriff, die Überwachung und Steuerung der Anlage, die Aufrechterhaltung des ordnungsgemäßen Betriebszustands, die Durchführung von Schalthandlungen sowie die Speicherung, Verarbeitung und Nutzung der für den Betrieb erforderlichen Daten und Informationssysteme. Die operative Kontrolle schließt die Befugnis ein, zur

Gewährleistung der Betriebs-, Netz- und Systemsicherheit jederzeit erforderliche betriebliche Maßnahmen anzuordnen und durchzuführen.

Zu „Pilotwindenergieanlage auf See“ (Nr. 7):

Der BDEW begrüßt die Berücksichtigung von Pilotwindenergieanlagen zur Erprobung innovativer Offshore-Technologien. Die Beschränkung auf die jeweils ersten drei Anlagen eines Typs erscheint jedoch zu eng gefasst und sollte durch eine technologieoffene Regelung ersetzt oder um eine Öffnungsklausel ergänzt werden, um eine ausreichend breite Erprobung wesentlicher Innovationen unter realen Einsatzbedingungen zu ermöglichen.

§ 4 Zweck des Flächenentwicklungsplans:

Absatz 2:

Der BDEW begrüßt die Hinzufügung des Verweises auf internationale Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Im Zusammenhang mit der Umsetzung und Anrechnung von Kooperationsprojekten (siehe zu § 3 WindSeeG) sollte sich die **Flächen- und Netzentwicklungsplanung** nicht mehr rein auf die deutsche AWZ fokussieren, sondern die geplanten grenzüberschreitenden Projekte frühzeitig miteinbeziehen. Zudem sollte die **Leistungsdichte** in MW/km^2 für zukünftig auszuschreibende Flächen auf ein sinnvolles Maß regulatorisch begrenzt werden, um die Abschattungseffekte möglichst gering zu halten und die Volllaststunden sowie Kosteneffizienz zu steigern. Eine Studie des Fraunhofer IWES (2026) zeigt, dass durch die Kombination aus Reduktion der Leistungsdichte in der deutschen AWZ von durchschnittlich circa 10 MW/km^2 (derzeitige Planung) auf durchschnittlich 6-8 MW/km^2 und grenzüberschreitender Anbindung von dänischen und schwedischen Flächen aus der Nord- und Ostsee die Erträge des Offshore-Ausbaus (70 GW) um bis zu 13 % gesteigert und die Gesamtkosten um bis zu 11 % gesenkt werden können.

Der BDEW schlägt basierend auf den Ergebnissen der IWES-Studie vor, die Leistungsdichte für den weiteren Offshore-Wind-Ausbau in der deutschen AWZ auf in der Regel nicht mehr als 7 MW/km^2 im WindSeeG festzulegen und dies entsprechend im FEP für noch nicht vergebene Flächen umzusetzen, um in allen auszuschreibenden Flächen in **Zone 3 mind. 3.500 Volllaststunden und in Zone 4 und 5 mehr als 4.000 Volllaststunden zu erzielen**. Laut der Studie des IWES können durch eine solche Begrenzung der Leistungsdichte (Szenario 2) im Vergleich zum jetzigen Planungsstand die Volllaststunden um 5 % in Zone 3 und 11 – 15 % in Zone 4 und 5 gesteigert sowie die Systemkosten in Euro/kWh um 5 % in Zone 3 und 20-23 % in Zone 4 und 5 gesenkt werden. Mit Blick auf die steigende Distanz zur Küste und die damit verbundenen steigenden Netzanbindungskosten in Zone 4 und 5, ist die Erreichung von

mindestens 4.000 Volllaststunden auf den dortigen Flächen aus Kosteneffizienzgründen besonders wichtig. Alternativ oder zusätzlich zu einer Vorgabe zur Reduktion der Leistungsdichte kann auch eine Vorgabe bzgl. der zur erreichenden Volllaststunden in der Flächenentwicklungsplanung in § 4 WindSeeG aufgenommen werden, um die erwünschte Wirkung zu erzielen.

In der **Gesetzesbegründung** wird die Reduktion der Leistungsdichte und der Flächenneuzuschnitt für höhere Volllaststunden richtigerweise als wichtige Maßnahmen benannt. Es wird darauf verwiesen, dass diese Maßnahme im Rahmen der nächsten Fortschreibung des FEP durch das BSH umgesetzt werden sollen und keiner weiteren gesetzlichen Anpassungen bedürfen. **Aus Sicht des BDEW ist dieses Vorgehen nicht ausreichend, da die gesetzlichen Ausbauziele von 70 GW bis 2045 und die Unsicherheit bzgl. der Umsetzung von Kooperationsprojekten in der Praxis einer umfassenden Reduktion der Leistungsdichte durch das BSH im FEP entgegenstehen könnten.** Daher sollten in das WindSeeG klare gesetzliche Vorgaben zur Reduktion der Leistungsdichte und Erreichung von hohen Volllaststunden noch aufgenommen werden, um die notwendige Planungssicherheit für den FEP herzustellen.

Der BDEW schlägt daher folgende zusätzliche Änderungen im WindSeeG vor:

§ 4 Zweck des Flächenentwicklungsplans

(2) Für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen einschließlich internationaler Offshore-Anbindungsleitungen gemäß § 3 Nummer 60 des Energiewirtschaftsgesetzes, trifft der Flächenentwicklungsplan Festlegungen mit dem Ziel,

1. *die Ausbauziele nach § 1 Absatz 2 Satz 1* ***und 2*** *zu erreichen, wobei alle Ausbauziele überschritten werden dürfen,*
2. *die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See räumlich geordnet,* ~~***und***~~ *flächensparsam* ***und mit dem Ziel der Erreichung von mindestens 3.500 Volllaststunden pro Kalenderjahr auf allen auszuschreibenden Flächen in Zone 3 und mindestens 4.000 Volllaststunden pro Kalenderjahr auf allen auszuschreibenden Flächen in Zone 4 und 5*** *auszubauen****, wobei in der Regel eine maximale Leistungsdichte von sieben Megawatt installierter Stromerzeugungsleistung je Quadratkilometer Fläche einzuhalten ist,***
3. *eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen sowie*
4. *Beschleunigungsflächen festzulegen.*

Absatz 4:

Der BDEW begrüßt die Anpassung, um kombinierte Anschlusskonzepte für die Erprobung und den Hochlauf von Offshore-Elektrolyse in sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf einfache und pragmatische Weise zu ermöglichen (Erläuterung siehe zu § 1 WindSeeG).

§ 5 Gegenstand des Flächenentwicklungsplans

Zu Absatz 1:

Der BDEW begrüßt die Aufnahme der neuen Nummer 5a., damit der Flächenentwicklungsplan Festlegungen zur „zugewiesene Netzanbindungskapazität für die jeweiligen Flächen“ treffen kann. Dies dient der Umsetzung der verpflichtenden Überbauung der Netzanbindungen in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße durch den Flächenentwicklungsplan.

Der BDEW begrüßt zudem die Hinzufügungen zu Nr. 7 und Nr. 8 (siehe Erläuterung zu § 1 Abs. 3).

Zu Absatz 2a:

Der BDEW begrüßt die Anpassung, um kombinierte Anschlusskonzepte für die Erprobung und den Hochlauf von Offshore-Elektrolyse in sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf einfache und pragmatische Weise zu ermöglichen (Erläuterung siehe zu § 1 WindSeeG).

Zu Absatz 3:

Der BDEW begrüßt die Hinzufügung in Satz 3 bzgl. internationaler Offshore-Anbindungsleitungen (siehe Erläuterung zu § 1 Abs. 3).

§ 6 Zuständigkeit und Verfahren zur Erstellung des Flächenentwicklungsplans

Zu Absatz 6: Der BDEW begrüßt die Änderung der Regelung in eine Kann-Regelung.

§ 14 Wettbewerbliche Bestimmung des Zuschlagsberechtigten

Zu Absatz 2:

Der BDEW begrüßt die Einfügung des neuen Satzes 5, wonach der FEP abweichend von Satz 4 einen anderen Gebotstermin für die Ausschreibung festlegen kann, soweit dies zweckdienlich ist und die Ausbauziele weiterhin gesichert sind. Diese Flexibilität ist sinnvoll, um entsprechend auf Veränderungen im Ausbaupfad reagieren zu können.

§ 15a - Anforderungen an das Präqualifikationskriterium Cyber- und Datensicherheit

Die Stärkung der Cyber- und Datensicherheit von Offshore-Windparks wird durch den BDEW ausdrücklich unterstützt. Die vorgesehenen Präqualifikationsanforderungen sollten jedoch risikobasiert, verhältnismäßig, technologieneutral, praktikabel und möglichst eng am europäischen Rechtsrahmen ausgestaltet werden. Insbesondere die Vorgaben zur operativen Kontrolle, zur Datenlokalisierung, zu Zertifizierungspflichten sowie zu Beteiligungs- und Beherrschungsstrukturen bedürfen weiterer Konkretisierung, um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden und die Realisierbarkeit von Offshore-Projekten sowie die Stabilität der Lieferketten nicht zu gefährden. Nationale Sonderregelungen oder weitergehende Anforderungen sollten vermieden werden, soweit sie nicht aus konkreten Risiken heraus erforderlich und für die Projekt- und Lieferkettenpraxis umsetzbar sind.

Wichtig ist aus Sicht des BDEW, dass eine harmonisierte Umsetzung der NZIA-Anforderungen innerhalb der EU sichergestellt wird, um nationale Sonderwege, parallele Nachweisprozesse und zusätzlichen Umsetzungsaufwand für Bieter, Betreiber und Lieferanten zu vermeiden. Daher sollten die Anforderungen an operative Kontrolle sowie an Datenspeicherung und Datentransfers enger an der NZIA-Durchführungsverordnung ausgerichtet werden. Soweit nationale Vorgaben über die europäischen Anforderungen hinausgehen, sollte dies in der Gesetzesbegründung begründet werden.

Positiv ist die Anbindung in § 15a Abs. 1 Nr. 1 an die nationalen NIS2-Regelungen des EnWG (§§ 5c bis 5e EnWG).

Zu Abs. 1 Nr. 4 sowie Abs. 2 und 3 (operative Kontrolle):

Die technische Zielrichtung der Norm ist grundsätzlich nachvollziehbar. Anforderungen an Fernzugriffe, Betriebsführung und Remote-Zugänge sind aus Sicherheitsgesichtspunkten beherrschbar, wenn auch teilweise mit erheblichem Umstellungsaufwand verbunden. Insbesondere der Bereich „Betriebsführung“ ist potenziell sehr weitreichend (z. B. Wartungsstrategien). Hieraus könnten sich substanzielle Einschränkungen einer Projektbeteiligungsmöglichkeit von Investoren aus Drittstaaten ergeben, da in der Regel alle Gesellschafter auf Entscheidungen zu Betriebsführung Einfluss nehmen. Hier sollten Entscheidungsbereiche, die als kritisch angesehen werden, klarer eingegrenzt werden.

Kritischer ist jedoch die gesellschaftsrechtliche Komponente. Die Definition der operativen Kontrolle wird durch einen sehr weitreichenden Beherrschungstest ergänzt. Insbesondere der Auffangtatbestand eines „erheblichen Einflusses durch sonstige Verbindung“ schafft Rechtsunsicherheit, da keine klaren Schwellenwerte bisher Teil der Norm sind. Hier wäre eine engere Anlehnung an die europäische Definition operativer Kontrolle vorzugswürdig.

Zudem sollte operative Kontrolle praxistauglich präzisiert werden: Die Vorgaben sollten klarstellen, welche Entität innerhalb eines Unternehmensverbunds maßgeblich ist.

Anknüpfungspunkt sollte die Stelle sein, die die Befugnis zur Einführung und Umsetzung verbindlicher Betriebsrichtlinien besitzt, welche die täglichen Aktivitäten, Prozesse und Ressourcen regeln und die Einhaltung der EU-rechtlichen Sicherheitsanforderungen gewährleisten. Entscheidend sollte daher sein, wo die entsprechenden, sicherheitskritischen Betriebsrichtlinien definiert und verbindlich vorgegeben werden. Eine technische Anlagensteuerung oder operative Unterstützung von einem Standort außerhalb des EWR sollte nicht per se ausgeschlossen sein, sofern die maßgeblichen Betriebsrichtlinien von einer im EWR etablierten Stelle gesetzt werden, EU-rechtskonform für die relevanten Unternehmenseinheiten gelten und das lokale Recht ihrer Anwendung nicht entgegensteht.

Der aktuelle Wortlaut verlangt, dass nur im EWR ansässige juristische Personen operative Kontrolle ausüben dürfen und eine operative Kontrolle durch andere Akteure technisch ausgeschlossen sein muss. Dies kann erhebliche Auswirkungen auf bestehende Offshore-Betriebsmodelle haben. In internationalen Unternehmensgruppen werden Backup- und Resilienzfunktionen heute teilweise konzernweit organisiert. Sollte der Begriff der operativen Kontrolle entsprechend weit ausgelegt werden, könnten bestehende Backup-Control-Room- und Notfallbetriebsführungsmodelle außerhalb des EWR, z.B. von Großbritannien aus, künftig nicht mehr zulässig sein. Es sollte daher zumindest klargestellt werden, dass resilienzbedingte Backup- und Notfallbetriebsführungsfunktionen innerhalb verbundener Unternehmen bzw. aus Staaten mit vergleichbarem Sicherheitsniveau weiterhin zulässig bleiben.

Zu Abs. 1 Nr. 5 (Datenresidenz im EWR):

Der Entwurf geht deutlich über eine reine Absicherung kritischer Betriebsdaten hinaus und verlangt eine ausschließliche Speicherung und Verarbeitung relevanter Daten innerhalb des EWR über den gesamten Projektlebenszyklus hinweg. Besonders relevant ist dies für UK-basierte Service- und Monitoringstrukturen. Zwar bestehen weiterhin datenschutzrechtliche Angemessenheitsregelungen gegenüber dem Vereinigten Königreich, es gehört jedoch nicht zum Europäischen Wirtschaftsraum. Nach dem aktuellen Wortlaut könnten entsprechende Betriebs- und Supportmodelle daher bereits unabhängig von datenschutzrechtlichen Zulässigkeiten problematisch werden. Es sollte daher geprüft werden, ob hier entweder die im NZIA vorgesehene risikobasierte Umsetzungslogik übernommen oder zumindest eine Öffnungsklausel für Staaten mit gleichwertigen Sicherheits- und Datenschutzgarantien vorgesehen werden kann.

Zudem sollte präzisiert werden, welche Datenkategorien erfasst sind. Offshore-Windparks erzeugen umfangreiche technische und betriebliche Daten; regulatorische Anforderungen sollten sich daher auf solche Daten konzentrieren, deren Offenlegung, Veränderung oder Manipulation tatsächlich Auswirkungen auf die sichere und zuverlässige Betriebsführung der Anlage oder des Gesamtsystems haben könnte.

Des Weiteren sollten die **Nachweise zur Einhaltung der Cyber- und Datensicherheitsmaßnahmen** verhältnismäßig und vertraulichkeitsschonend ausgestaltet werden, da diese Informationen regelmäßig hochsensitiv sind. Es sollten daher keine detaillierten sicherheitskritischen Informationen offengelegt werden müssen. Ausreichend sollte grundsätzlich der Nachweis sein, dass ein Cybersecurity Plan nach den einschlägigen Anforderungen vorliegt, etwa durch Bestätigung eines akkreditierten Auditors. Inhaltlich sollte sich ein solcher Plan an den Risikomanagementmaßnahmen der NIS2-Richtlinie und an international etablierten Standards orientieren.

In diesem Zusammenhang sollte zudem bedacht werden, dass der Gesetzesentwurf - anders als im NZIA Implementing Act vorgegeben - keinen Cybersecurity Plan als zentralen Nachweis der Anforderungen an Cyber und Datensicherheit vorsieht, was bei der EU-Beihilfeprüfung ein Kritikpunkt werden könnte.

§ 16 Bekanntmachung der Ausschreibungen

Der BDEW begrüßt die Hinzufügung in Absatz 1 Nr. 4 bzgl. der Bekanntmachung bekannter Verzögerungen gegenüber den Planungsständen.

§ 17 Anforderungen an Gebote

Der BDEW weist darauf hin, dass hier der Verweis auf die Erklärung zur Einhaltung des Präqualifikationskriteriums zu Cyber- und Datensicherheit fehlt.

Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen

Der BDEW fordert, sämtliche Flächen vor ihrer Ausschreibung zentral voruntersuchen zu lassen. Dadurch kann der Zeitraum zwischen Zuschlagserteilung und Investitionsentscheidung (FID) für alle Flächen auf zwei bis drei Jahre begrenzt und das Risiko projektgefährdender Kosten-, Zins- und Marktveränderungen deutlich reduziert werden. Aus Sicht des BDEW besteht keine Notwendigkeit, dauerhaft am bisherigen zweigleisigen System aus zentral voruntersuchten und nicht zentral voruntersuchten Flächen festzuhalten.

Die Umsetzung der NZIA-Kriterien sollte auch im Offshore-Wind-Bereich über jährliche Resilienz-Ausschreibungen erfolgen, analog zu den entsprechenden Regelungen im EEG. Da die nächsten zur Ausschreibung vorgesehenen Flächen bereits zentral voruntersucht sind beziehungsweise derzeit voruntersucht werden, kann dieser Ansatz konsequent fortgeführt und auch auf die Flächen N-14, N-16 sowie weitere zukünftige Ausschreibungsflächen ausgeweitet werden.

Etwaige Auswirkungen auf den kurzfristigen Ausbaupfad könnten durch eine entsprechende Anpassung der Flächen- und Ausschreibungsplanung minimiert werden. Die zentrale Voruntersuchung aller Flächen erhöht die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, reduziert Projektrisiken und stärkt die Planungs- und Investitionssicherheit entlang der gesamten Offshore-Wertschöpfungskette.

Zentrale Voruntersuchungen vor der Ausschreibung stellen die einzige sachgerechte prozessuale Lösung dar, um den Zeitraum zwischen Zuschlagserteilung und Investitionsentscheidung erheblich zu verkürzen. Demgegenüber bestehen für nicht zentral voruntersuchte Flächen kaum realistische Möglichkeiten, den Projektzeitplan wesentlich zu beschleunigen. Das bestehende Regime für nicht zentral voruntersuchte Flächen mit einem Zeitraum von etwa vier Jahren zwischen Zuschlag und Investitionsentscheidung zählt zu den wesentlichen Ursachen der aktuell zu beobachtenden Realisierungsrisiken und sollte daher nicht fortgeführt werden.

Für eine zentrale Voruntersuchung sämtlicher Flächen spricht zudem, dass die Umweltuntersuchungen nach § 91a WindSeeG-E künftig grundsätzlich durch das BSH durchgeführt werden sollen. Vor diesem Hintergrund sollten die personellen und finanziellen Ressourcen des BSH entsprechend ausgebaut werden, um die zentrale Voruntersuchung aller Flächen sicherzustellen. Die hierdurch entstehenden Kosten können weiterhin verursachungsgerecht auf die Projektentwickler umgelegt werden.

§ 18 Sicherheit

Zu Absatz 1:

Durch die Änderung soll die Höhe der Sicherheit nun 200 Euro/kW anstatt bisher 100 Euro/kW für nicht zentral voruntersuchte Flächen betragen und sich darauf aufbauend um einen Betrag in Höhe von 5 Prozent des Zuschlagspreises erhöhen, sofern der Zuschlag auf der ersten Stufe des Zuschlagsverfahrens erfolgt.

- **Aus Sicht des BDEW haben die geplanten Anpassungen sowohl Vorteile als auch Nachteile:** Eine erhöhte Sicherheitsleistung **reduziert grundsätzlich das Optionalitäts-Kalkül** bei Gebotsabgabe und erhöht damit die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, insbesondere wenn diese in der ersten Stufe des Gebotsverfahrens anhand der Zahlungsbereitschaft vergeben werden, welche aus Sicht des BDEW aber gestrichen werden sollte. Beim Vergabeverfahren über die Zahlungsbereitschaft bestehen aufgrund der unsicheren Ertrags- und Gewinnprognosen über den langen Projektentwicklungszeitraum erhöhte Anreize für spekulative Gebote. Die vorgeschlagene Sicherheitsleistung von 200 €/kW kann in diesem Fall geeignet sein, um die Projektrealisierung abzusichern.

- **Allerdings führt die Erhöhung der Sicherheiten zu erhöhten Gebots- und Projektkosten, was die Akteursvielfalt reduzieren kann.** Dies muss berücksichtigt werden, um Ausschreibungen mit wenig Wettbewerb zu vermeiden. Zudem kann eine erhöhte Sicherheit den deutschen Markt im Vergleich zu anderen Märkten weniger attraktiv machen, bei denen 100 EUR/kW häufig üblich ist (z.B. NL, DK).
- Für Zuschläge in der ersten Stufe des Gebotsverfahrens, insofern diese umgesetzt werden sollte, ist die **Aufnahme der dynamischen Regelung nach § 18 Abs. 1 S.2** WindSeeG-E aus Sicht des BDEW sinnvoll, da sie einen sachgerechten Bezug zwischen der angebotenen Zahlungsbereitschaft und der möglichen Sanktion herstellt und das höhere Realisierungsrisiko von Projekten ohne CfD reflektiert.
- Für die **Flächenvergabe im Rahmen einer CfD-Auktion** – direkt oder als zweiten Teil des zweistufigen Verfahrens – halten wir hingegen grundsätzlich eine **niedrigere Sicherheitsleistung von circa 100 €/kW** für ausreichend und sinnvoll, da durch die Erlösabsicherung beim CfD-Verfahren die Anreize für spekulative Gebote deutlich geringer sind. Ein darüberhinausgehender Wert würde zu höheren Zuschlagspreisen im CfD führen, ohne die Realisierungswahrscheinlichkeit signifikant zu verbessern.

Zudem sollte überdacht werden, ob es wirklich notwendig und sinnvoll ist, dass die Bieter durch die Änderung in § 18 Abs. 2 WindSeeG-E bereits vor dem Gebotstermin 25 % der Gesamtsicherheitsleistung bei der Bundesnetzagentur leisten müssen. Diese Vorgabe kann zu einem erheblichen Mehraufwand auf Seiten der OWP-Entwickler und der Bundesnetzagentur führen, ohne dass ein direkter Nutzen daraus ersichtlich wird, da die Bieter sich mit den Geboten verpflichten, die entsprechende Sicherheit nach Zuschlag zu leisten.

Grundsätzlich sollte die Ausgestaltung von Sicherheiten und Sanktionen stets gemeinsam mit den Realisierungsbedingungen und den Risiken der Netzanbindung betrachtet werden. Diese Elemente stehen in einem engen Wechselverhältnis und sollten daher nicht isoliert oder einseitig verschärft werden.

§ 19 Höchstwert

Zu Absatz 1:

Aus Sicht des BDEW sollte die Angemessenheit des vorgesehenen CfD-Höchstwertes nochmals kritisch überprüft und weitere Annahmen zur Berechnung (z.B. Laufzeiten, Refinanzierungsdauer, etc.) unbedingt veröffentlicht werden (siehe Beispiel aus Großbritannien). Dabei sind insbesondere die fehlende Indexierung, die gegenüber früheren Flächen teilweise geringeren Volllaststunden sowie zusätzliche Kostenbelastungen durch NZIA-Resilienzanforderungen, eine mögliche verpflichtende Überbauung von ONAS und Kapazitätsentgelte aus dem AgNes-Prozess zu berücksichtigen.

Die kapazitätsbezogenen Erzeugernetzentgelte durch die geplante AgNes-Festlegung haben insbesondere bei Offshore-Windparks keinen ersichtlichen volkswirtschaftlichen Nutzen und stellen eine pauschale Belastung für die Wirtschaftlichkeit der Projekte dar. Der BDEW lehnt sie ab und fordert für bestehende und bezuschlagte Projekte einen mindestens 25-jährigen Vertrauensschutz entsprechend dem Genehmigungszeitraum vorzusehen.

Der CfD-Höchstwert sollte unter Berücksichtigung aktueller Kosten-, Finanzierungs- und Risikoparameter so ausgestaltet sein, dass er wirtschaftlich tragfähige Gebote für unterschiedliche Flächentypen ermöglicht und ein hinreichend breiter Bieterkreis sowie eine effiziente Auslastung der Offshore-Netzinfrastruktur gewährleistet werden. In diesem Zusammenhang sollten auch die Erfahrungen und die aktuelle Umsetzung in den vergleichbaren Nachbarmärkten (u.a. Niederlande, UK, Dänemark) miteinbezogen werden.

Zudem weichen die im Gesetzentwurf genannten Annahmen zu den gewählten Höchstwerten zum Teil deutlich von den Kosten- und Ertragsannahmen etablierter Studien ab. Zum Beispiel liegen die durchschnittlichen Errichtungskosten nach aktuellen Studien des Fraunhofer IWES (2026) und Frontier Economics (2026) mit ca. 3,4 Mrd. €/GW ca. 21 % höher als im „Referenzfall“ des BMWE (2,8 Mrd. €/GW). Ebenso sind die Annahmen der Finanzierungskosten mit 5,3 % ca. einen Prozentpunkt unterhalb der Annahmen eines marktüblichen WACC aus den Studien. Eine solche signifikante Abweichung besteht auch zu den Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten, die die britische Regierung für ihre CfD-Vergabe hat erheben lassen (Capex: 3,3 - 4,4 Mrd. £/GW (2023er Preise), entspricht 3,8 – 5,1 Mrd. €/GW, Opex: 2,2 – 4,4 % der Investitionskosten, Kapitalkosten von 6,2 % (real vor Steuern), siehe „Offshore wind: cost and technical assumptions“, 2025).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich bei den zugrunde gelegten Annahmen um Durchschnittswerte handelt. Bei der Festlegung eines Höchstwertes sollten jedoch nicht ausschließlich durchschnittliche Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Vielmehr sollten angemessene Sicherheitsaufschläge einbezogen werden, um auch wirtschaftlich ungünstigere Konstellationen abzudecken.

Zu niedrig angesetzte Höchstwerte können insbesondere bei kleineren Flächen aufgrund geringerer Skaleneffekte bei Bau und Betrieb Wettbewerb und Realisierungswahrscheinlichkeit gefährden. Das dynamische Gebotsverfahren kann nur bei ausreichendem Wettbewerb marktgerechte Zuschlagspreise unterhalb des Höchstwerts ermitteln.

Der für die jeweilige Fläche tatsächlich geltende Höchstwert, einschließlich etwaiger Anpassungen, sollte deutlich vor Eröffnung der Auktion feststehen und veröffentlicht werden. Gebotsvorbereitung sowie interne Investitions- und Freigabeprozesse beginnen regelmäßig deutlich vor dem Auktionstermin und setzen entsprechende Planungssicherheit voraus.

Zu Absatz 2:

Der BDEW begrüßt sehr, dass durch die vorgesehene Hinzufügung des neuen dritten Satzes der Bundesnetzagentur die Möglichkeit gegeben wird, den Höchstwert um bis zu 35 Prozent „für einzelne Flächen“ anzupassen, „wenn der prognostizierte Stromertrag, der dem Flächenentwicklungsplan zugrunde liegt, wesentlich von den Annahmen des Stromertrags, die der Berechnung des Höchstwertes nach Absatz 1 zugrunde liegen, abweicht.“ Diese Flexibilität ist mit Blick auf die knapp bemessenen Höchstwerte und die Abschattungssituation in der deutschen AWZ notwendig.

Aus Sicht des BDEW sollte in diesem Zusammenhang auch veröffentlicht werden, wie und unter welchen Annahmen die Berechnung des Höchstwertes im Detail erfolgt ist, damit für alle Marktteilnehmer frühzeitig klargestellt wird, ab welchen Ertragsprognosen welche Anpassungen der Höchstwerte durch die BNetzA erfolgen werden.

Aus Sicht des BDEW ist es zudem sehr wichtig, dass es grundsätzlich genügend Flexibilität zur Anpassung der CfD-Höchstwerte gibt, um auch auf veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen zeitnah reagieren zu können und ansonsten notwendige Gesetzesänderungen zu vermeiden.

Die Erfahrungen aus den britischen CfD-Runden AR5 und AR6 zeigen, dass Offshore-Wind-Ausschreibungen scheitern können, wenn die Höchstwerte nicht ausreichend an veränderte Marktbedingungen angepasst werden. In AR5 im Jahr 2023 blieb Offshore-Wind ohne Gebote, da der Höchstpreis die Preissteigerungen in dem Zeitraum zuvor nicht ausreichend abbildete. Daher wurde der Höchstwert für Offshore-Wind durch die britische Regierung für AR6 im Jahr 2024 kurzfristig um rund 66 % angehoben. Das Beispiel verdeutlicht, wie groß der Anpassungsbedarf in volatilen Marktphasen sein kann. Offshore-Wind reagiert aufgrund hoher Kapitalintensität und langer Entwicklungszeiten besonders sensibel auf Inflation, steigende Zinsen sowie Lieferketten- und Installationskosten.

Daher sollte im Rahmen der WindSeeG-Novelle sichergestellt werden, dass die Bundesnetzagentur die CfD-Höchstwerte kurzfristig und grundsätzlich anpassen kann, um auf Marktentwicklungen schnell und im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung reagieren zu können. Eine Begrenzung auf eine grundsätzliche Anpassung der Höchstwerte um 10 %, wie bisher in § 19 Abs. 2 WindSeeG 2023 gegeben, ist nicht zielführend. Sie erhöht das Risiko, dass Höchstwerte die tatsächlichen Projektkosten nicht mehr abbilden und Ausschreibungen unterzeichnet bleiben oder scheitern.

Der BDEW schlägt daher zusätzlich folgende Anpassung vor:

> *(2) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes einen von Absatz 1 abweichenden Höchstwert unter Berücksichtigung der zum Zeitpunkt*

der Bekanntmachung bestehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie des zu erwartenden technologischen Fortschritts bestimmen, wenn sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung des § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu hoch oder zu niedrig ist. ***~~Dabei darf der neue Höchstwert um nicht mehr als 10 Prozent von dem zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltenden Höchstwert abweichen.~~***

§ 20 Zweistufiges Zuschlagsverfahren

Zu Absatz 1:

Der Gesetzesentwurf schlägt ein zweistufiges, jeweils dynamisches Zuschlagsverfahren vor, das dem sog. „Entweder-oder-Verfahren“ aus der BMWE-Marktkonsultation 2025 zum WindSeeG entspricht, welches alle Offshore-Wind-Brancheverbände seitdem kritisiert und abgelehnt haben. In der ersten Stufe wird abgefragt, ob mindestens ein Bieter bereit ist, ein Zahlungsbereitschaftsgebot abzugeben und das Offshore-Windparkprojekt (OWP) auf der jeweiligen Fläche rein marktbasiert zu realisieren. Dies erfolgt ohne Anspruch auf eine Marktprämie und unter der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach dem EEG (CfD-Absicherungsmechanismus). Diese erste Stufe entspricht damit größtenteils dem realisierten Vergabeverfahren seit 2023. Sofern keine Zuschlagserteilung nach Nummer 1 erfolgt, folgt ein dynamisches Zuschlagsverfahren für einen zweiseitigen CfD.

Der BDEW lehnt dieses zweistufige Zuschlagsverfahren weiterhin ab, da es deutlich mehr Nachteile als Vorteile hat und die nun akut gewordenen Risiken des bestehenden Ausschreibungsdesigns größtenteils direkt fortsetzen würde. Es sollte zu diesem wichtigen Zeitpunkt für den Offshore-Wind-Sektor **kein deutscher Sonderweg** mit dem Verfahren versucht werden, sondern wie in den anderen internationalen Märkten auch ein **rein CfD-basiertes Ausschreibungsdesign für alle Flächen** eingeführt werden, um die Realisierungswahrscheinlichkeit und Investitionssicherheit im deutschen Markt zu erhöhen.

Aus Sicht des BDEW ist die direkte Vergabe von sachgerecht indexierten zweiseitigen CfDs für die auszuschreibenden Flächen **kurz- und mittelfristig zwingend notwendig**, um die Investitionssicherheit und Akteursvielfalt dauerhaft sicherzustellen, die Finanzierungskosten zu senken, die Planbarkeit für die Lieferkette zu erhöhen sowie das derzeitige besonders risikobehaftete Ausschreibungsdesign zu ersetzen. Zugleich werden CfDs auch dazu beitragen, den deutschen Offshore-Wind-Markt im europäischen und internationalen Vergleich dauerhaft attraktiv zu halten. Dies muss bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns unbedingt mitbedacht werden. Ein möglicher deutscher Sonderweg kann aufgrund der international aufgestellten Offshore-Wind-Industrie zu einer Verschiebung von Aktivitäten und Investitionen in andere Märkte mit besseren Konditionen führen und damit die deutschen Ausbauziele gefährden.

Daher sollten aus Sicht des BDEW alle Flächen in den kommenden Auktionsrunden durch ein rein CfD-basiertes Gebotsverfahren vergeben werden, da es aus unserer Sicht das beste Modell ist, um den Offshore-Wind-Ausbau kurz- und mittelfristig für alle Seiten planbar, erfolgreich und kosteneffizient fortzusetzen. Um den Absicherungsbedarf des Staates möglichst gering zu halten, sollten die bezuschlagten Bieter im CfD-Regime **mehr Flexibilität für die alternative PPA-Vermarktung** eines Teils der Strommengen durch zusätzliche einmalige Opt-Out- und PPA-Carve-Out-Möglichkeiten erhalten. Ein Anreiz für einen PPA-Carve-Out könnte dabei z.B. als zusätzliches Bewertungskriterium umgesetzt werden.

Das **zweistufige Zuschlagsverfahren ist mit mehr Nachteilen als Vorteilen verbunden**:

- Durch das zweistufige Verfahren kann nur in begrenztem Umfang ermittelt werden, ob ein Projekt tatsächlich rein marktwirtschaftlich realisiert werden kann. Dies liegt – wie im bestehenden System auch – daran, dass zwischen Ausschreibung und Investitionsentscheidung weiterhin drei bis vier Jahre liegen und somit zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe für die Bieter größtenteils unklar ist, ob und zu welchen Konditionen die PPA-Vermarktung erfolgen, die Lieferkette beauftragt und das Projekt finanziert werden kann. Somit würden mit dem Verfahren größtenteils die Nachteile aus dem risikobehafteten Ausschreibungsdesign mit verringerter Realisierungswahrscheinlichkeit fortgesetzt.
- Bei der Anwendung des zweistufigen Verfahrens würden sehr attraktive Flächen voraussichtlich vornehmlich ohne Absicherung vergeben werden und damit ein höheres Realisierungsrisiko tragen, während weniger attraktive Flächen in der CfD-Runde landen (mit entsprechend hohen Absicherungsbedarfen). Dies führt zu Fehlanreizen, insgesamt erhöhten Gesamtkosten und führt aus Sicht des BDEW insgesamt zu keiner Minimierung des Absicherungsbedarfs des Staates.
- Zudem kann das Verfahren, das besonders risikobereite Bieter tendenziell stärker bevorzugt, zu einer starken Konzentration von Marktmacht auf wenige Unternehmen und damit zu weniger Wettbewerb, Akteursvielfalt sowie zu Clusterrisiken führen.

§ 21 Erste Stufe: Marktliche Realisierung

Entsprechend der Ablehnung des zweitstufigen Zuschlagsverfahrens fordert der BDEW diesen Paragrafen komplett zu streichen.

§ 22 Zahlungsverpflichtung

Entsprechend der Ablehnung des zweitstufigen Zuschlagsverfahrens fordert der BDEW diesen Paragrafen komplett zu streichen.

Sofern das zweistufige Verfahren dennoch erhalten bleibt, dann sollten aus Sicht des BDEW mindestens folgende Anpassungen im Detail vorgenommen werden:

- Der Verweis auf den Gesamtbetrag der „zweiten Gebotskomponente“ aus §23 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 WindSeeG ist ein Relikt des bisherigen Ausschreibungsdesigns und sollte gestrichen bzw. angepasst werden. Durch die Einführung des zweistufigen Zuschlagsverfahrens entfällt in der ersten Verfahrensstufe die bisherige Unterscheidung zwischen erster und zweiter Gebotskomponente. Die Beibehaltung der bisherigen Begrifflichkeit führt zu unnötigen Rechtsunsicherheiten und systematischen Inkonsistenzen.

§ 24 Rechtsfolgen des Zuschlags

In dieser Norm wird unter anderem geregelt, dass der bezuschlagte Bieter mit der Erteilung des Zuschlags nach § 22a einen Anspruch auf die Marktprämie nach § 19 des EEG sowie die Verpflichtung zur Zahlung eines Refinanzierungsbeitrags nach § 21d EEG hat und dass § 21e EEG – Wegfall des Refinanzierungsbeitrags bei Verzicht auf die Marktprämie – entsprechend Anwendung findet.

Der BDEW begrüßt, dass Anlagenbetreibern durch § 21e EEG die **Möglichkeit eröffnet wird, einmalig aus dem CfD auszusteigen und** ihre Anlage ab einem gewissen Zeitpunkt rein marktlich zu betreiben**, ohne in die Förderung zurückkehren zu können**. Durch die Regelung wird der bisher noch schwache Aufwuchs ungeförderter grüner Power-Purchase-Agreements (PPAs) gestärkt. Allerdings erscheint dem BDEW die vorgesehene Begrenzung auf die ersten zehn Kalenderjahre nach Inbetriebnahme zu starr und die einmalige Wechselmöglichkeit sollte in der gesamten Betriebszeit möglich sein.

Darüber hinaus schlägt der BDEW vor, **für in der Ausschreibung bezuschlagte Anlagen eine ungeförderte Vermarktung des Stroms in den ersten zehn Betriebsjahren zuzulassen (Opt-Out-Möglichkeit)**. Nach Ablauf mindestens eines Betriebsjahres sollte ein einmaliger Wechsel in den CfD zu den Konditionen des EEG-Zuschlags möglich sein. Diese zusätzliche Wechseloption wäre ein weiterer Beitrag zum Aufwuchs ungeförderter grüner PPAs im Strommarkt. Für die ersten Jahre ab Inbetriebnahme besteht typischerweise ein liquider Hedging-Markt, sodass sich diese Phase besonders für eine Vermarktung über PPAs oder Terminabsicherungen eignet. Für weiter in der Zukunft liegende Lieferjahre steigen dagegen die Preis- und Marktrisiken deutlich an. Gerade für diese späteren Jahre bietet eine staatliche

Absicherung durch CfD-Mechanismen einen wichtigen Beitrag zur Investitionssicherheit. Zugleich können marktliche Frontjahre die Entwicklung funktionierender PPA-Märkte fördern, da ein größerer Anteil des erzeugten Stroms direkt an industrielle Abnehmer oder Elektrolyseure vermarktet wird. Bei einer angenommenen technischen Lebensdauer von rund 30 Jahren könnten damit bis zu 50 % der gesamten Stromproduktion marktlich vermarktet werden, wenn z. B. die ersten fünf Betriebsjahre und die letzten zehn Jahre außerhalb der CfD-Absicherung vonstattengehen. Nach Abschluss der PPA-Phase würden die Anlagen wieder in die CfD-Absicherung wechseln und dort für den verbleibenden Zeitraum der CfD-Förderlaufzeit ohne weitere Wechseloption verbleiben. Der Vorschlag nutzt die Möglichkeiten liquider Terminmärkte zur Absicherung der Preisrisiken. Dadurch wird die Terminmarktliquidität auch durch neue geförderte EE-Anlagen gestützt. Eine hohe Liquidität der Strommärkte ist Voraussetzung für ein effizientes Risikomanagement und geringere Strompreise.

Eine solche zusätzliche einmalige Möglichkeit eines Opt-Outs aus dem CfD direkt zu Beginn der Laufzeit kann insbesondere für die Vermarktung von OWPs eine starke Rolle spielen, um PPAs insbesondere mit Elektrolysebetreibern abschließen zu können, die Aufgrund der Additionalitätskriterien auf ungeförderten Strom angewiesen sind.

Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen

§ 50 Bekanntmachung der Ausschreibung

Der BDEW begrüßt die vorgesehenen Änderungen in Absatz 1 Nr. 4, Nr. 5 und Nr. 7 im WindSeeG-E.

§ 51 Anforderungen an Gebote

Der BDEW begrüßt die Änderungen im vorgesehenen § 51 und, dass einfache Erklärungen zur Einhaltung der Anforderungen an Cyber- und Informationssicherheit nach § 15a und Resilienz nach § 51a sowie zu den Bewertungskriterien nach § 54a zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe ausreichend sind.

Aus Sicht des BDEW ist das Ziel einer stärkeren Diversifizierung der Lieferketten grundsätzlich nachvollziehbar und kann langfristig zur Resilienz des Offshore-Sektors beitragen. Kurzfristig können die vorgesehenen Anforderungen jedoch Risiken für die rechtzeitige Realisierung von Offshore-Windparks und damit für die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele bergen.

Der BDEW regt daher an,

1. ausreichende Übergangs- und Härtefallregelungen vorzusehen, insbesondere eine Anpassung der Regelung in § 83a Abs. 7 WindSeeG-E bzgl. des Zuschlagswiderrufs durch die Bundesnetzagentur
2. eindeutige Nachweis- und Kontrollmechanismen festzulegen,
3. Ausnahmen bei nachweislichen Lieferengpässen zu ermöglichen und
4. die Auswirkungen auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der Offshore-Projekte regelmäßig zu evaluieren.

Aus Netzsicht muss sichergestellt werden, dass industriepolitische Zielsetzungen nicht unbeabsichtigt zu Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Erzeugung und damit zu einer schlechteren Auslastung der Offshore-Netzanbindungssysteme führen. Entscheidend bleibt, dass die erforderlichen Erzeugungskapazitäten rechtzeitig zur Verfügung stehen, um die geplanten ONAS effizient nutzen zu können.

§51a Anforderungen an die Resilienz

Nach vorläufiger Bewertung entspricht das in § 51a vorgeschlagene Präqualifikationskriterium zur Resilienz nicht vollumfänglich den Vorgaben des Artikels 7 der NZIA-Durchführungsverordnung (DVO). Nach der EU-Vorgabe dürfen maximal vier der neun wichtigsten spezifischen Bauteile aus China bezogen werden. Das heißt im Umkehrschluss, dass mindestens fünf der wichtigsten spezifischen Bauteile vollständig nicht aus China bezogen werden dürfen. Der Gesetzesentwurf verlangt jedoch nur, dass nur drei der wichtigsten spezifischen Bauteile nicht aus China bezogen werden müssen. Selbst wenn das Bewertungskriterium zum Bezug von Dauermagneten bei der Anzahl der zu diversifizierenden, wichtigsten spezifischen Bauteile berücksichtigt würde, wären die Anforderung der DVO an die Anzahl der Komponenten verletzt. Eine Einbeziehung der Dauermagneten in die Bilanz wäre jedoch nicht vereinbar mit den EU-Vorgaben, da diese weiterhin zu einem Teil (15%) aus China bezogen werden können. Die Diversifizierung von den wichtigsten spezifischen Bauteilen mit Abhängigkeit von über 85% stellt laut DVO eine zusätzliche Anforderung dar und nicht etwa eine Erleichterung bei der Anzahl der wichtigsten spezifischen Bauteile. Dementsprechend ist auch § 51a Absatz 1 Satz 2, wonach Satz 1 Nummer 2 mit der Maßgabe anzuwenden ist, dass die Menge der dort genannten wichtigsten spezifischen Bauteile maximal zu einem Anteil von 85 Prozent aus dem Drittland stammen dürfen nicht konform, da es wiederum eine Aufweichung der Grundanforderung der wichtigsten spezifischen Bauteile darstellt und keine Zusatzanforderung. Das im Juni 2026 veröffentlichte Guidance Document der EU-Kommission erläutert nochmal deutlich, dass es sich um eine Zusatzanforderung handelt.

Da das Guidance Document betont, dass die DVO die Vorgaben zur Resilienz vollständig vorgibt und keinerlei Abweichungen durch die Mitgliedstaaten möglich sind, empfiehlt der BDEW eine sorgfältige Überprüfung der Konformität mit den EU-Vorgaben, um möglichen Konflikten und Verzögerungen bei der beihilferechtlichen Genehmigung vorzubeugen.

§ 52 Sicherheit

Durch die geplante Änderung soll die Höhe der Sicherheit nun 250 Euro/kW anstatt bisher 200 Euro/kW für zentral voruntersuchte Flächen betragen und sich darauf aufbauend um einen Betrag in Höhe von 5 Prozent des Zuschlagspreises erhöhen, sofern der Zuschlag auf der ersten Stufe des Zuschlagsverfahrens erfolgt.

Der BDEW verweist auf seine Kommentierung zu § 18 WindSeeG-E.

§ 53 Höchstwert

Absatz 1:

Der BDEW verweist auf seine Ausführungen zu § 19 Absatz 1.

Es erscheint aus Sicht des BDEW als unwahrscheinlich, dass die leichte Erhöhung des Höchstwertes auf 9,6715 Cent/kWh für zentral voruntersuchte Flächen im Vergleich zu 9,487 Cent/kWh für nicht zentral voruntersuchte Flächen ausreichend ist, um die erwartbaren Zusatzkosten auf Projektseite für die Einhaltung der NZIA-Resilienz- und Nachhaltigkeitskriterien entsprechend abzudecken. Dementsprechend ist auch hier eine Erhöhung der Höchstwerte zu prüfen und ggf. umzusetzen, um genügend Wettbewerb und Projektrealisierungswahrscheinlichkeit zu gewährleisten.

Absatz 2:

Der BDEW verweist auf seine Ausführungen zu § 19 Absatz 2. Die Möglichkeit, den Höchstwert in größerem Umfang und ohne Gesetzesänderungen auch aufgrund von Veränderungen bei den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen anzupassen, ist für Ausschreibungen mit Anwendung der NZIA-Kriterien umso relevanter.

§54a Bewertungskriterien

Nach vorläufiger Bewertung kann der Ansatz, die Bewertungskriterien als „binären“ Bonus umzusetzen, grundsätzlich begrüßt werden. Hierdurch werden die Nachteile von differenzierten Punktwertskalen begrenzt und gleichzeitig mehr Flexibilität bei der Gebotsabgabe ermöglicht.

Bei der Anwendung des Bonus auf das Kriterium des CO2-Fußabdruckes muss jedoch beachtet werden, dass bislang keine harmonisierte und robuste Methodik existiert, die eine hinreichend vergleichbare Kalkulation von CO2-Fußabdrücken ermöglicht. Das im Juni veröffentlichte Guidance Dokument der EU-Kommission hat hierzu noch keine Konkretisierung gebracht, aber die Kommission wird ihre Bemühungen um eine harmonisierte Methodik intensivieren.

Daher sollte aus Sicht des BDEW eine stufenweise Einführung des Kriteriums des CO2-Fußabdruckes geprüft werden, um spekulative Bewertungsspielräume und Rechtsunsicherheiten im Gebotsverfahren auszuschließen. Folgender Ansatz ist vorstellbar:

- Stufe 1 – Anwendung bis zur Verfügbarkeit einer harmonisierten Methodik:
  - Nachweis eines LCA gemäß Mindestanforderungen Art. 8(4); begründete Materialitätsgrenzen zulässig; Offenlegung von Methodik, Daten und Annahmen.
  - Bundesnetzagentur wertet methodisch aus und speist Erkenntnisse in eine EU-weite Harmonisierung ein (Ziel: unionsweit verankerte Standardmethodik)
- Stufe 2 – Definition von Höchstwerten auf Basis einer harmonisierten Methodik:
  - Verpflichtung auf projektbezogene Höchstwerte (gCO2/MW oder gCO2/MWh), abgeleitet aus der harmonisierten Methodik und unter Berücksichtigung von ETS/CBAM.

§ 54c Anzulegender Wert (inkl. Vorschlag zur Indexierung)

Der BDEW fordert, dass mindestens eine Indexierung der anzulegenden Werte anhand des europäischen Verbraucherpreisindex HICP eingeführt und dem erfolgreichen britischen Modell damit gefolgt werden sollte, um die Projekte gegen unbeeinflussbare Risiken teilweise abzusichern.

Die einfach umsetzbare Indexierung der CfDs anhand des bestehenden europäischen Verbraucherpreisindex HICP - Harmonised Index of Consumer Prices („Euro Area HICP: Overall index excluding tobacco“, Eurostat) sollte vom Zuschlag bis zum Ende der CfD-Laufzeit eingeführt werden. Eine zu einfache oder gar keine Indexierung würde die technologiespezifische Kostenstruktur nicht sinnvoll abbilden und ggf. nicht dem Ziel von mehr Investitionssicherheit und niedrigeren CfD-Geboten nutzen. Der HICP stellt hierbei eine pragmatische, einfache Lösung unter den denkbaren Ausgestaltungsmöglichkeiten dar. Alternativ dazu kann auch ein passgenau modellierter, sektorspezifischer Index implementiert werden, um die gewünschten Effekte der Indexierung noch stärker zu erzielen.

Die Indexierung der CfDs stärkt die Realisierungswahrscheinlichkeit, reduziert die Finanzierungs- und Stromgestehungskosten und führt somit insgesamt zu niedrigeren

staatlichen Förderkosten als in einem Szenario ohne Indexierung, bei dem diese Risiken in die CfD-Gebote eingepreist werden.

Die Indexierung von Offshore-Wind-CfDs ist im Vergleich zu anderen EE-Technologien besonders wichtig, weil die Projekte besonders kapitalintensiv sind und außergewöhnlich lange Realisierungszeiträume aufweisen. In Deutschland liegen zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme bisher fünf bis sieben Jahre – deutlich länger als bei Onshore-Wind oder PV. Über diesen Zeitraum bestehen erhebliche Risiken durch Inflation, steigende Zinsen sowie Kostensteigerungen in Lieferketten und Installation. Eine Indexierung sichert die realen Erlöse über die Vertragslaufzeit teilweise gegen solche unproduktiven Risiken ab und verhindert, dass Inflation zukünftige Cashflows entwertet. Dadurch sinken aus Sicht von Banken und Investoren Preis-, Inflations- und Refinanzierungsrisiken und somit auch die Kapitalkosten, welche bei OffshoreWind in der Regel einen erheblichen Anteil der Stromgestehungskosten ausmachen.

Die Ausgestaltung der CfD-Indexierung sollte sich am im **Vereinigten Königreich** etablierten und erprobten Design orientieren. Dort werden Offshore-Wind-CfDs bereits seit Einführung des Systems im Jahr 2013 auf Basis des offiziellen britischen Verbraucherpreisindex für alle Güter (Consumer Price Index, CPI – „all items“) inflationsindexiert. Die Laufzeit des Inflationsschutzes greift vom Zuschlag über die gesamte CfD-Laufzeit (20 Jahre). Die Erfahrungen aus dem britischen System zeigen, dass die Indexierung wesentlich zur Bankability und zu niedrigeren Kapitalkosten beigetragen hat.

Die **CfD-Indexierung in Deutschland** sollte allerdings nicht anhand eines rein nationalen Verbraucherpreisindex erfolgen, da Offshore-Wertschöpfungsketten und Finanzierungsstrukturen stark europäisch bzw. international geprägt sind. Der HICP bietet demgegenüber einen harmonisierten europäischen Inflationsmaßstab und reduziert teilweise das Risiko von Fehlanreizen oder systematischer Unter- bzw. Überkompensationen. Zudem schafft ein europäisch anschlussfähiger Index mehr Konsistenz mit internationalen Finanzierungs- und Investorenanforderungen.

Die Anwendung der Indexierung sollte – wie in Großbritannien auch – über den **kompletten Zeitraum zwischen dem Zuschlag und Auslaufen der zwanzigjährigen CfD-Absicherung** für den jeweiligen Offshore-Windpark erfolgen, um sowohl die Entwicklungs- und Bauphase als auch die spätere Betriebsphase gegen Inflationsrisiken größtenteils abzusichern.

Folgende Vorteile/Merkmale hat dieses Indexierungsmodell:

- Regulatorisch erprobte Umsetzbarkeit und internationale Wettbewerbsfähigkeit;
- Robuster Hedge gegen allgemeine Inflation, der als Grundlage für ergänzende marktliche Absicherungen und das Risikomanagement dienen kann;

- Hohe Liquidität und Transparenz; dies ermöglicht eine gute Anpassungsfähigkeit;
- Objektive Annahmen führen zu niedrigeren Zuschlagspreisen im Vergleich zu einem nicht indexierten System, bei dem Inflation im Voraus spekulativ bzw. unter Risikoabwägungen „eingepreist" werden muss. Die Zielrenditen der Projekte bleiben dabei unverändert; die Indexierung dient nicht der Renditeerhöhung, sondern der Absicherung;
- Eine ggf. sinkende Risikoprämie ist ein zusätzlicher positiver Effekt;

Der Verbraucherpreisindex HICP bildet allerdings die spezifische Kostenstruktur der Lieferkette nur teilweise ab. Kosten- oder Preissteigerungen in diesem Segment werden daher nicht automatisch vollständig „gewälzt". Gemessen an den Kostensteigerungen im Offshore-Wind-Bereich zwischen 2021 und 2025 ist der HICP circa 70% passgenau. Er bildet von der Gesamtkostensteigerung von circa 38% seit 2021 circa 28%-Punkte ab.

Der BDEW schlägt folgende Umsetzung der Indexierung im WindSeeG vor:

§ 54c Anzulegender Wert

1) Soweit ein Zuschlag auf der zweiten Stufe des Zuschlagsverfahrens erfolgt ist, ergibt sich der anzulegende Wert für die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, grundsätzlich indem der Gebotswert des bezuschlagten Gebots mit dem Multiplikationsfaktor nach § 54a Absatz 5 ***und dem jährlich von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Indexierungsfaktor nach Absatz 3*** *multipliziert wird.*

*(2) Der anzulegende Wert nach Absatz 1 darf den im Zuschlagsverfahren angewendeten Höchstwert nach § 53****, multipliziert mit dem jährlich veröffentlichten Indexierungsfaktor,*** *nicht übersteigen. Sofern die Multiplikation mit dem Multiplikationsfaktor zu einem anzulegenden Wert führt, der den angewendeten Höchstwert nach § 53****, multipliziert mit dem jährlich veröffentlichten Indexierungsfaktor,*** *übersteigt, beträgt der anzulegende Wert für die Marktprämie nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der Verpflichtung zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags nach § 21d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes den Höchst wert nach § 53****, multipliziert mit dem jährlich veröffentlichten Indexierungsfaktor****.*

(3) Die Indexierung durch den jährlich von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Indexierungsfaktor erfolgt auf Grundlage des Kalenderjahres der Zuschlagserteilung und findet vom Zeitpunkt der Zuschlagserteilung bis zum Ablauf von 20 Jahren nach der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See Anwendung.

(4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung die Berechnung, Anwendung und Veröffentlichung des

Indexierungsfaktors auf Grundlage des von Eurostat veröffentlichten Harmonised Index of Consumer Prices (HICP) für den Euroraum oder anhand eines sektorspezifischen Index festzulegen.

(5) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft mindestens alle zwei Jahre die Eignung und Angemessenheit der nach Absatz 4 festgelegten Methodik zur Berechnung des Indexierungsfaktors. Dabei sind insbesondere die Entwicklung der Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten von Windenergieanlagen auf See sowie die Erreichung der Ziele dieses Gesetzes zu berücksichtigen. Sofern erforderlich, passt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Rechtsverordnung nach Absatz 4 an.

§ 65 Geltungsbereich von Teil 4

Der BDEW schlägt folgende Anpassung vor:

*(1) Die Bestimmungen dieses Teils sind anzuwenden für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Windenergieanlagen auf See, sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie Offshore-Anbindungsleitungen, Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See und Anlagen zur Übertragung von anderen Energieträgern aus Windenergieanlagen auf See oder aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen****, darunter fallen auch mit diesen Anlagen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff,*** *jeweils einschließlich der zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen (Einrichtungen), wenn und soweit*

1. *sie im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland liegen oder*
2. *sie auf der Hohen See liegen und wenn der Unternehmenssitz des Vorhabenträgers im Bundesgebiet liegt.*

§ 69 Planfeststellungsbeschluss, Plangenehmigung

Zu § 69 Absatz 7 Satz 1 – 4:

Der BDEW begrüßt grundsätzlich, dass der **Betriebszeitraum für zukünftige Anlagen von derzeit 25 auf 35 Jahre verlängert werden soll** und der Flächenentwicklungsplan Abweichungen davon aufgrund planerischer Erwägungen festlegen kann. Solche Abweichungen sollten allerdings bereits vor der jeweiligen Ausschreibung feststehen.

Allerdings müssen im Zusammenhang mit der Verlängerung auch die **regulatorischen Rahmenbedingungen** unter anderem in §§ 17e und 17f EnWG sowie in der **Regulierung der ONAS** entsprechend an Betriebszeiten von 35 Jahren zwingend angepasst werden. Insbesondere bei bereits in der Entwicklung befindlichen ONAS muss die Verlängerung im Einzelfall anhand der technischen Konstitution beurteilt und entsprechende Entscheidungen im FEP getroffen werden. All dies ist notwendig, um die aus einer Verlängerung folgenden Risiken angemessen zu adressieren. Zudem sollte auch anhand jedes Einzelfalls geprüft werden, ob schon jetzt eine Verlängerung des Betriebszeitraums für seit 2023 bezuschlagte Projekte möglich gemacht werden.

Der BDEW spricht sich dafür aus, Offshore-Windparks sowie Offshore-Netzanbindungssysteme zukünftig bereits bei Flächenplanung, Ausschreibung und Genehmigung auf eine Betriebsdauer von bis zu 35 Jahren auszulegen. Hintergrund der Forderung ist der deutliche Fortschritt im Stand der Technik sowie die gestiegenen Erfahrungswerte über die reale Lebensdauer der Windenergieanlagen. Moderne Windenergieanlagentypen sind heute technisch in der Lage, deutlich über die bisher standardmäßig angesetzten 25 Jahre hinaus betrieben zu werden. Typenzertifikate nach internationalen Normen werden bereits für längere Design-Lebensdauern ausgestellt. Internationale Beispiele zeigen, dass längere Betriebszeiträume regulatorisch möglich und wirtschaftlich vorteilhaft sind: In den Niederlanden wird z.B. bereits mit einer Laufzeit von 35 Jahren geplant, im Vereinigten Königreich sogar mit bis zu 50 Jahren. Ein fester regulatorischer Rahmen für eine 35-jährige Betriebsdauer von Offshore-Windparks bietet im Vergleich zum Status Quo mehrere Vorteile:

- Höhere Kosteneffizienz, da sich Investitionen über einen längeren Zeitraum abschreiben lassen – das senkt potenziell die Stromgestehungskosten.

  → Es bedarf dabei einer Klarstellung, wie Netzanschlusskosten über den erweiterten Betriebszeitraum verteilt werden, ohne die geplanten Investitionen in den Netzausbau umzuwälzen.

- Ökologische Vorteile: Über einen Zeitraum von z.B. 100 Jahren wären bei 35 Jahren Laufzeit nur drei statt vier Bau- und Rückbauphasen erforderlich – das schont die Umwelt, spart Ressourcen, verbessert die CO_2- und Materialbilanz der Anlagen und reduziert Genehmigungsaufwand.

- Mehr Planungssicherheit für Windpark- und Netzbetreiber, da Betrieb, Wartung und Finanzierung von Anfang an auf eine längere Laufzeit ausgerichtet werden können.

Entlastung von Lieferketten, Spezialschiffen und Hafeninfrastrukturen, da sich Ausbauzyklen entzerren. Ein regulatorischer Wechsel hin zu 35 Jahren Genehmigungsdauer schafft also nicht nur mehr Investitionssicherheit und Kosteneffizienz, sondern unterstützt auch eine noch nachhaltigere und ökologisch verträglichere Entwicklung der Offshore-Windenergie**. Aus Sicht**

des BDEW überwiegen die vielfältigen Vorteile einer längeren Betriebszeit deutlich gegenüber den wenigen Nachteilen (verlängerte Kapitalbindung, verzögerte Neuinvestitionen, längerer Zeitraum für die Ersatzteilvorhaltung bzw. -beschaffung).

Grundvoraussetzung für die Erhöhung der Betriebszeiten ist allerdings, dass auch die weiteren regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst werden, um die damit verbundene neue Verteilung von Chancen und Risiken entsprechend zu beachten. Dabei sollten u.a. folgende Aspekte vom Gesetzgeber adressiert werden:

- Entschädigungsregime inklusive Belastungsausgleich (§17e und §17f EnWG)
- Ausreichende Auslastung und Verfügbarkeit der Anlagen während des Verlängerungszeitraums
- Frühzeitige Bekanntgabe des längeren Betriebszeitraums
- Übergangsregelungen für bereits weit in der Entwicklung befindliche ONAS

Zu § 69 Absatz 7 Satz 5 bis 7:

Der BDEW fordert, dass im Zusammenhang mit den Änderungen in § 69 Absatz 7 unbedingt eine Erweiterung der Übergangsregelung in § 102 Absatz 8 WindSeeG-E 2026 für den Weiterbetrieb auch für solche Bestandsanlagen aufgenommen werden sollte, die bereits vor 2023 bezuschlagt, genehmigt oder in Betrieb genommen wurden (siehe BDEW-Vorschlag **zu** § 102 Abs. 8 WindSeeG-E)**.** Ohne eine solche erweiterte Übergangsregelung würden die Änderungen in der bisherigen Form dazu führen, dass der bisher gesetzlich mögliche Weiterbetrieb für Bestandsanlagen von zehn Jahren auf nur noch fünf Jahre begrenzt sowie durch die neue Pflicht zur Plangenehmigung unnötig erschwert würde, obwohl dies laut der Gesetzesbegründung nicht das Ziel ist. Anders als in der Gesetzesbegründung genannt, decken die bestehenden Übergangsbestimmungen in § 102 Abs. 3 und Abs. 4 WindSeeG nicht alle weiteren Bestandsanlagen ab, sondern nur solche mit Zuschlägen ab 2020. Es bedarf daher einer Klarstellung im Gesetz, um regulatorische Unsicherheiten zu verhindern.

Die Änderungen im WindSeeG sollten nicht dazu führen, dass ein koordinierter Weiterbetrieb von bestehenden OWPs und ONAS erschwert wird. Studien zeigen, dass ein koordinierter Weiterbetrieb von Bestandsanlagen um bis zu 10 Jahre je nach Fläche/Gebiet sehr sinnvoll sein kann, um die Kosteneffizienz zu steigern und Umwelteingriffe zu reduzieren.

§ 76 Rechtsbehelfe

Der BDEW schlägt folgende Anpassungen vor:

(1) Auf Offshore-Anbindungsleitungen, ***Leitungen zur Übertragung von ausschließlich Wasserstoff aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie mit diesen Leitungen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff*** *ist § 50 Absatz 1 Nummer 6 der Verwaltungsgerichtsordnung anzuwenden. § 50 Absatz 1 Nummer 6 der Verwaltungsgerichtsordnung ist auch anzuwenden für auf diese Vorhaben bezogene vorläufige Anordnungen und Veränderungssperren.*

§ 82 Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen

Der BDEW fordert die Einführung einer gleitenden Pönalisierung für zukünftige Projekte:

Nach derzeitiger Gesetzeslage werden die Pönalen direkt zu den tagesscharfen Fristen in vollständiger Höhe fällig. Diese Verfahrensweise steht im **Gegensatz zu üblichen Pönalisierungsregeln** in privatwirtschaftlichen Vertragsverhältnissen und auch zur stufenweisen Pönalisierung im § 55 Abs. 1 EEG. Im Gegensatz zu anderen, durch das EEG geförderten Technologien, in denen die Pönalisierung vor allem an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme geknüpft ist, sind im WindSeeG 2023 mehrere Meilensteine auf dem Weg zur Projektrealisierung verankert, bei denen ein Zeitverzug nicht gleichbedeutend mit einer späteren Nichtrealisierung ist. Es ist daher nicht ersichtlich, warum beispielsweise bei einem verspäteten Einreichen der Planunterlagen oder einem verspäteten Vorliegen des Finanzierungsnachweises unmittelbar ein vollständiger Verlust der Sicherheitsleistung und des Zuschlages erfolgen muss.

Die aktuelle Regelung betrifft vor allem Entwickler, die Offshore-Windparks bauen möchten, aber aufgrund verschiedener Umstände, wie z.B. Lieferkettenengpässen, Force Majeure (insbesondere bei staatlichen Konfliktfällen) Verzögerungen erleben. Schon kleinste Verspätungen werden dann maximal bestraft, was weder fair noch im Interesse der Volkswirtschaft ist, da diese Risiken bereits bei der Gebotsabgabe von den Entwicklern berücksichtigt werden. Die Ausnahmeregelung von Sanktionen in § 83 WindSeeG 2023 kann diese Ungerechtigkeit nicht ausgleichen, da die Anforderungen für Entwickler sehr hoch sind.

Statt tagesscharfer, vollständig zu leistender Pönalien fordert der BDEW die **Einführung einer gleitenden Ausgestaltung** der Pönalien, die der Komplexität der Projekte besser gerecht wird und verhältnismäßig ist.

Wir schlagen vor, dass die **Pönalisierung auf Tages- bzw. Wochenbasis** über einen Zeitraum proportional zum jeweiligen Erbringungszeitraum des Meilensteins nach § 81 Abs. 2 WindSeeG 2023 bis zum Erreichen der vollen Pönalenhöhe anwachsen sollte. Eine tage- bzw. wochenweise Erhöhung der Pönale entspricht den Regelungen des allgemeinen Wirtschaftswesens und wird auch in anderen Sektoren bei Bauprojekten angewandt.

Dementsprechend sollte § 82 WindSeeG 2023 wie folgt angepasst werden:

*„(1) Bezuschlagte Bieter müssen an den regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine **stufenweise ansteigende** Pönale leisten, wenn sie gegen die Fristen nach § 81 Absatz 2 verstoßen.*

(2) Die Höhe der Pönale nach § 55 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entspricht

*1. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 1 ~~**100**~~ **0,5** Prozent der nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit **für jeden Kalendertag, in dem die Vorgaben nach § 81 Absatz 2 Nummer 1 nicht eingehalten worden sind**,*

*2. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 2 ~~**100**~~ **0,5** Prozent der **verbleibenden** nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit **für jeden Kalendertag, in dem die Vorgaben nach § 81 Absatz 2 Nummer 2 nicht eingehalten worden sind**,*

*3. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 3 ~~**70**~~ **1** Prozent der **verbleibenden** nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit **für jeden Kalendertag, in dem die Vorgaben nach § 81 Absatz 2 Nummer 3 nicht eingehalten worden sind**,*

4. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 4 einem Zwölftel der verbleibenden nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit für jeden Kalendermonat, in dem nicht die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer Windenergieanlage auf See hergestellt worden ist, und

5. bei Verstößen gegen die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 5 dem Wert, der sich aus dem Betrag der verbleibenden nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 zu leistenden Sicherheit multipliziert mit dem Quotienten aus der installierten Leistung der nicht betriebsbereiten Windenergieanlagen und der bezuschlagten Gebotsmenge ergibt.“

Beispiel: Bei einer zentral voruntersuchten 1-GW-Fläche, für die eine Sicherheit von 200 Mio. € zu hinterlegen ist, würde die vom BDEW vorgeschlagene gleitende Pönalisierung im Falle einer Fristverletzung bei der Einreichung der Antragsunterlagen zur Plangenehmigung (§ 81 Absatz 2 Nr. 1 a WindSeeG) zu einer Pönale von 1 Mio. € pro Tag führen.

Zudem fordert der BDEW eine pragmatische Anpassung der Regelungen zum Zuschlagswiderruf:

Entsprechend der aktuellen Regelung des § 82 Abs. 3 WindSeeG folgt derzeit bei jeglichen Fristüberschreitungen (bspw. beim Finanzierungsnachweis) ein verpflichtender Zuschlagswiderruf. Dies hätte nicht nur für den jeweiligen Projektentwickler drastische

Konsequenzen, sondern würde durch erforderliche Neuausschreibungen zu erheblichen Zeitverzögerungen und mithin zum Verfehlen der Erreichung des 2030-Ziels (30 GW) führen.

Die Regelungen in den §§ 81 ff. WindSeeG 2023 über die Realisierungsfristen und Sanktionen bei Nichteinhaltung für die Entwickler sind derzeit „tagesscharf". Wenn eine der Fristen um einen Tag überschritten wird, ist das Projekt zu entziehen. Der BDEW fordert den automatischen Pflicht-Zuschlagsentzug gem. § 82 Abs. 3 WindSeeG 2023 in eine „Kann"-Regelung bzw. Einzelfallprüfung umzuwandeln.

Der BDEW schlägt daher vor, § 82 Abs. 3 WindSeeG wie folgt anzupassen:

> *„(3) Unbeschadet der Pönale nach den Absätzen 1, 2 und 2a* ~~*muss*~~ ***kann*** *die Bundesnetzagentur einen Zuschlag widerrufen, wenn der bezuschlagte Bieter eine der folgenden Fristen nicht einhält:*
>
> 1. *die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 1,*
> 2. *die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 2 oder*
> 3. *die Frist nach § 81 Absatz 2 Nummer 5.*
>
> *In den Fällen nach Satz 1 Nummer 3 erfolgt der Widerruf eines Zuschlags in dem Umfang, der sich aus der Differenz der bezuschlagten Gebotsmenge und der installierten Leistung der betriebsbereiten Windenergieanlagen auf See ergibt."*

§ 83a Nachweispflichten zur Einhaltung von Kriterien und Sanktionen bei Nichteinhaltung der Kriterien

Zu Absatz 7: Wird der Nachweis über die Einhaltung des Resilienz-Präqualifikationskriteriums nicht fristgerecht erbracht, muss die Bundesnetzagentur den Zuschlag widerrufen. Sie kann zwar eine Nachfrist setzen; eine materielle Ausnahme für unvorhersehbare Lieferengpässe oder Änderungen ist aber nicht vorgesehen. Ein Widerruf des Zuschlages muss auch bei unzureichender Umsetzung des Kriteriums zu Cyber- und Datensicherheit erfolgen. Trotz Präqualifikationscharakter ist der Widerruf des Zuschlags im fortgeschrittenen Stadium der Projektumsetzung nicht nur rechtlich unverhältnismäßig, sondern auch volkswirtschaftlich höchst fragwürdig. Es ist unklar, wie mit einem entsprechenden Windparkprojekt in der Folge zu verfahren ist. Es impliziert eine Nichtrealisierung durch den aktuellen Bieter und eine massive Verzögerung des Ausbaus durch Neuvergabe.

Statt eines Zuschlagsentzugs sollten daher aus Sicht des BDEW finanzielle Pönalen festgelegt werden, die eine Projektrealisierung zu wirtschaftlichen Verlusten für den säumigen Bieter zulassen. Gerade im Bereich der Cyber- und Datensicherheit sollte eine Nachbesserungspflicht in Kombination mit einer finanziellen Pönale pro Tag in Erwägung gezogen werden.

Der BDEW spricht sich zudem dafür aus, eine Härtefallregelung für nachgewiesene, vom Bieter nicht zu vertretende Umstände (darunter Fälle höherer Gewalt, Unfälle/Unglücke,

Lieferengpässe, etc.) aufzunehmen. In solchen Fällen sollten verhältnismäßige Ersatzmaßnahmen oder Fristverlängerungen ermöglicht werden, bevor als letztes Mittel der Zuschlag widerrufen wird. Zudem muss die Regelung zum Zuschlagswiderruf in eine Kann-Regelung umgewandelt werden.

§ 102 Übergangsregelung

Zu Absatz 8 – Auswirkungen auf Bestandswindparks:

Aus Sicht des BDEW sollten Anpassungen an der Regelung für die Behandlung von Bestandswindparks aus folgenden Gründen vorgenommen werden:

- Verschärfte Verfahrensanforderungen für 2023–2025-Zuschläge: § 102 Abs. 8 WindSeeG-E nimmt nur die Sätze 1–5 der bisherigen Fassung des § 69 Abs. 7 WindSeeG von der Neuregelung aus. Die neuen Sätze 6–7 (Verlängerung im Plangenehmigungsverfahren mit eingeschränktem Prüfmaßstab) gelten damit ausdrücklich auch für diese Zuschlagsjahrgänge sofort mit. Dabei handelt es sich entgegen der Begründung nicht um eine bloße Klarstellung des bereits bestehenden Verlängerungsverfahrens, sondern um erhebliche zusätzliche Verfahrensanforderungen.
- Unklare Regelung für ältere Bestandsprojekte: § 102 Abs. 8 erfasst nur Zuschläge aus 2023–2025. Für frühere Zuschlagsjahrgänge (§ 102 Abs. 3/4 WindSeeG) und für SeeAnlV-Altanlagen (§ 102 Abs. 1 WindSeeG) fehlt eine entsprechende Klarstellung, ob und wie sich die Novelle auf deren Verlängerungsmöglichkeit auswirkt. Hier droht ein willkürliches Auseinanderfallen der prozessualen und materiellen Anforderungen. Die bestehenden Übergangsbestimmungen in § 102 Abs. 3 und 4 WindSeeG 2023 decken – anders als in der Gesetzesbegründung genannt – nicht alle Bestandsanlagen ab.
- Dynamische Verweisklausel in den Bestandsgenehmigungen: Die Genehmigungen der Bestandswindparks verweisen für die Verlängerung ausdrücklich auf das „zum Zeitpunkt der Verlängerung geltende Recht“. Tritt die Novelle vor Ablauf der jeweiligen Genehmigung in Kraft, würde das bedeuten, dass diese Bestandsanlagen nur noch die neue, auf fünf Jahre verkürzte Verlängerungsmöglichkeit erhalten – trotz der kürzeren 25-Jahres-Genehmigungsdauer (statt 35 Jahre bei Neuanlagen). Das ist eine deutliche Verschlechterung gegenüber der aktuell geltenden Fassung (25 + 10 Jahre) und trifft gerade die Anlagen, die ohnehin schon die kürzere Regelbefristung haben.

Daher wäre folgender Formulierungsvorschlag vorstellbar, um die zuvor genannten Punkte für Bestandswindparks zu adressieren:

> *„(8) Auf **Genehmigungen**, Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen, denen ein Zuschlag in den Ausschreibungsjahren von **2017** ~~**2023**~~ bis 2025 zugrunde liegt **oder***

aufgrund derer Windenergieanlagen auf See bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 in Betrieb genommen wurden**, ist § 69 Absatz 7 ~~**Sätze 1 bis 5**~~ in der bis einschließlich [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung weiter anzuwenden. **Für Verlängerungen der Befristung dieser bestehenden Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen sowie von Genehmigungen nach der Seeanlagenverordnung in der vor dem 1. Januar 2017 geltenden Fassung gilt § 69 Absatz 7 in der am [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten nach Artikel 3 dieses Gesetzes] geltenden Fassung fort.“

Durch den Vorschlag würde klargestellt, dass die neue Fassung des § 69 Abs. 7 auf alle bestehenden Genehmigungen, Planfeststellungsbeschlüsse und Plangenehmigungen und auf 2023–2025-Zuschläge keine Anwendung findet und für Verlängerungen durchgängig das bisherige Recht (25 + 10 Jahre, ohne Plangenehmigungsverfahren) forthin gilt. Damit wird entsprechend der Gesetzesbegründung sichergestellt, dass die Genehmigungsdauer von 35 Jahren keine Anwendung auf Bestandsprojekte findet, aber gleichzeitig die Verlängerungsmöglichkeit nach der aktuellen Fassung des WindSeeG für Bestandsprojekte um 10 Jahre nicht eingeschränkt wird.

Zu Absatz 8 – Auswirkungen auf in der Entwicklung befindliche ONAS:

Die Übergangsregelung des § 102 Abs. 8 WindSeeG-E sollte dahingehend angepasst werden, dass auch ONAS, welche OWPs mit einem ursprünglich geplanten Zuschlag in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 anschließen, ebenfalls unter die Übergangsregelung fallen. Die vorgesehenen Regelungen zur Laufzeitverlängerung sollten ebenfalls durch eine Klarstellung ergänzt werden, wie mit Flächen umzugehen ist, deren Ausschreibung oder Realisierung zeitlich gegenüber der ursprünglichen Planung verzögert erfolgt. Dies betrifft insbesondere Flächen, deren Ausschreibungen mangels zuschlagsfähiger Gebote wiederholt werden müssen oder deren Umsetzung im Einzelfall nicht durch den ursprünglich bezuschlagten Bieter erfolgt. In diesen Fällen sollte sichergestellt werden, dass die Festlegung der Betriebsdauer weiterhin in einem konsistenten Verhältnis zur zugeordneten Offshore-Netzanbindung steht.

Aus Sicht der ÜNB bedarf es daher eines klaren gesetzlichen Mechanismus, der für zeitlich nachlaufende Ausschreibungen und verzögerte Realisierungen einen Gleichlauf zwischen Offshore-Windpark und Offshore-Netzanbindungssystem sicherstellt und gleichzeitig Planungs-, Investitions- und Rechtssicherheit für alle Beteiligten gewährleistet. Auch kann das Risiko entstehen, dass innerhalb eines Offshore-Netzanbindungssystems unterschiedliche Laufzeitregime vorherrschen und dadurch zusätzliche technische, wirtschaftliche und regulatorische Unsicherheiten ausgelöst werden.

3 EnWG - Bewertung und Anpassungsvorschläge im Einzelnen

§ 17d Umsetzung der Netzentwicklungspläne und des Flächenentwicklungsplans

Zu Abs. 1b:

Der BDEW begrüßt ausdrücklich die vollständige Streichung des 2-K-Kriteriums und damit die Angleichung an den internationalen Standard.

Das sogenannte 2 K-Kriterium begrenzt als naturschutzfachlicher Vorsorgewert die Temperaturerhöhung um maximal 2 Grad (Kelvin) in 20 cm Tiefe unterhalb der Meeresbodenoberfläche für Seekabel in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone. Diese nur in Deutschland geltende Einschränkung, für die es bisher keine konkrete wissenschaftliche Grundlage gibt, erfordert eine massivere Auslegung und/oder tiefere Verlegung der Seekabel als technisch notwendig wäre und in den sehr ähnlichen Meeresböden unserer Nachbarländer notwendig ist.

Durch den Wegfall des Kriteriums kann die Kabelnutzung effizienter gestaltet, Ressourcen eingespart, der für die Kabelverlegung notwendige Flächenbedarf reduziert, Konflikte zwischen Leitungen minimiert werden und Umwelteingriffe bei der Kabelverlegung reduziert werden.

Durch die Streichung des 2-K-Kriteriums wird eine zentrale Voraussetzung erfüllt, um potenziell eine temporäre oder dauerhafte Höherauslastung der ONAS um bis zu 10% zu ermöglichen. In der Folge könnte mit Blick auf den Ausbau auf 70 GW bis 2045 insgesamt ein ganzes ONAS eingespart werden, was die **Kosten um 7 – 10 Mrd. senken** kann.

Die mit der Streichung des 2-K-Kriteriums angestrebte Optimierung sollte konsequent auch auf die parkinterne Verkabelung erstreckt werden. Dies würde eine ganzheitliche technische und betriebliche Optimierung von Offshore-Windparks erleichtern und sollte, soweit technisch, sicherheitsbezogen und umweltfachlich vertretbar, auch für Bestandswindparks geprüft werden.

Zu Absatz 2:

Der BDEW fordert, wichtige Vorgaben für den Realisierungsfahrplan in § 17d Abs. 2 aufzunehmen, um die pünktliche Fertigstellung der Netzanbindungen zu unterstützen:

Zusätzlich zu der wichtigen Anpassung der Realisierungsfrist in § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG von sechs auf zwölf Monate für die Fertigstellung des Offshore-Windparks nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin (VFT), die im Rahmen der Umsetzung der REDIII

erfolgt ist, sollte aus Sicht des BDEW nun zudem unbedingt auch eine weitere Anpassung für den Realisierungsfahrplan in § 17d EnWG vorgenommen werden.

Nach § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 WindSeeG 2023 ist der bezuschlagte Bieter verpflichtet, spätestens zum VFT gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis zu erbringen, dass die technische Betriebsbereitschaft von mind. einer Windenergieanlage einschließlich der zugehörigen parkinternen Verkabelung hergestellt worden ist. Innerhalb von nun zwölf Monaten nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin muss nach § 81 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 WindSeeG 2023 zudem ein Nachweis gegenüber der BNetzA erbracht werden, dass die technische Betriebsbereitschaft des OWP insgesamt hergestellt worden ist (mindestens zu 95 % der bezuschlagten Gebotsmenge).

In der Praxis müssen zudem bis zum VFT bestimmte Parametrierungstests für das ONAS durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erfolgreich abgeschlossen worden sein, um möglicherweise auftretende Fehler rechtzeitig beheben zu können. Diese Tests sollten unter möglichst realen Bedingungen, inklusive einer gewissen Einspeisung des OWP, durchgeführt werden. Speziell für den Test der Kühlung der geplanten 2-GW-ONAS ist dabei eine Mindesteinspeisung von 30 % der Windparks technisch notwendig. Diese Notwendigkeit wird bisher nicht in den gesetzlichen Fristen oder dem Realisierungsfahrplan abgebildet.

Der BDEW schlägt daher vor, folgende **Vorgaben für den Realisierungsfahrplan in § 17d Abs. 2 EnWG** gesetzlich mitaufzunehmen: Die für die Parametrierungstests technisch notwendige Leistungsschwelle von 30 % der gesamten Leistung des Windparks[5] soll bereits sechs Wochen vor dem VFT erreicht werden. Dies ist notwendig, da bei größer werdenden ONAS die Inbetriebnahme zunehmend mehr Zeit in Anspruch nimmt. Um diese Leistungsschwelle schon früher erreichen zu können, soll den OWP-Entwicklern im Gegenzug möglichst schon sechs Monate vor dem VFT der Beginn des Kabeleinzugs durch den ÜNB ermöglicht werden. Die Aufnahme dieser notwendigen Vorgaben sollte aus Sicht des BDEW in § 17d Abs. 2 EnWG erfolgen, weil der Realisierungsfahrplan das richtige Instrument ist, solche gegenseitig bedingten Schritte miteinander abzustimmen, um einen möglichst effizienten und fristgemäßen Netzanschluss gemeinsam zu realisieren. Die Intention der vorgeschlagenen „Soll"-Vorgaben ist es, die Planbarkeit im Realisierungsprozess sowohl für OWP- als auch für ONAS-Entwickler im Vergleich zur bisherigen Gesetzeslage deutlich zu stärken, ohne dadurch neue Haftungsgrundlagen für beide Seiten zu schaffen.

Der BDEW schlägt folgende Umsetzung in § 17d Abs. 2 EnWG vor:

[5] Diese Leistungsschwelle basiert auf der CIGRE Norm 697 „Testing and commissioning of VSC HVDC Systems" in Verbindung mit den technischen Voraussetzungen von zukünftig geplanten 2-GW-ONAS und -OWPs.

*„(2) […] Nach Bekanntmachung der voraussichtlichen Fertigstellungstermine nach Satz 3 hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber mit den Betreibern der Windenergieanlage auf See, die gemäß den §§ 20, 21, 34 oder 54 des Windenergie-auf-See-Gesetzes einen Zuschlag erhalten haben, einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlage auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält**. Der Realisierungsfahrplan soll regeln, dass sechs Wochen vor dem verbindlich gewordenen voraussichtlichen Fertigstellungstermin Windenergieanlagen auf See im Umfang von mindestens 30 % der bezuschlagten Gebotsmenge einschließlich der dazugehörigen parkinternen Verkabelung sowie der für die Anbindung an das Netzanbindungssystem notwendigen OWP-Komponenten installiert sein sollen. Der Realisierungsfahrplan soll auch regeln, dass dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See möglichst sechs Monate vor dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin der Beginn des Kabeleinzugs ermöglicht werden soll. Zudem ~~Dabei~~ sind die Fristen zur Realisierung der Windenergieanlage auf See gemäß § 81 des Windenergie-auf-See-Gesetzes und die Vorgaben gemäß § 5 Absatz 1 Nummer 4 des Windenergie-auf-See-Gesetzes im Flächenentwicklungsplan zu berücksichtigen. […]“*

§ 17e Entschädigung bei Störungen oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen

Der BDEW fordert, das Offshore-Entschädigungsregime für Betriebszeiten über 20 Jahre hinaus und den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen anzupassen (siehe BDEW-Positionspapier zum Weiterbetrieb, 2026).

Basierend auf den derzeitigen Regelungen ergeben sich insbesondere zwei zentrale Herausforderungen für Betriebszeiten über 20 Jahre hinaus:

- Für Bestandswindparks, die keinen Zuschlag in einer Ausschreibung (seit 2017) erhalten haben, besteht nach § 17e Abs. 1 EnWG eine unsichere Rechtslage sowie häufig faktisch kein Entschädigungsanspruch mehr, wenn die Anlagen nach 20 Jahren – oder bereits zuvor infolge des sog. Stauchungsmodells – aus der EEG-Direktvermarktung in die PPA-Vermarktung wechseln (müssen), obwohl sie noch bis zum Ende ihrer Genehmigungsdauer von 25 Jahren oder darüber hinaus in Betrieb sind. Dies liegt daran, dass der EEG-Zahlungsanspruch für die Bemessung der Entschädigung dann nicht mehr existiert bzw. bei Auslaufen des Stauchungsmodells auf den Grundwert von 3,9 Cent pro kWh absinkt. In der Regel wechseln die OWP in diesem Fall auf die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG, sodass der Verweis in § 17e Abs. 1 S. 3 EnWG auf den EEG-Zahlungsanspruch nach § 19 EEG ins Leere läuft. Dementsprechend muss für Bestandswindparks bereits für den Zeitraum zwischen dem Ende der vollen EEG-Vergütung und dem Ablauf der bisherigen Genehmigungsdauer von 25 Jahren ein entsprechendes Entschädigungsregime geschaffen werden. Diese Regelungslücke entspricht nicht der gesetzgeberischen Intention, da OWP grundsätzlich –

unabhängig vom gewählten Vergütungsmodell – einen Entschädigungsanspruch nach § 17e EnWG haben sollen.

› Zudem existiert bislang keine Regelung in § 17e EnWG, die Entschädigungen von Bestandswindparks im etwaigen Weiterbetriebszeitraum über 25 Jahre hinaus ermöglicht. Gleichzeitig steigt in diesem Zeitraum zweifellos die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen der ONAS, wodurch die Verfügbarkeit für die Energieübertragung abnehmen kann. Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW die zwingende Notwendigkeit, für den Weiterbetriebszeitraum eine spezielle und sachgerechte Entschädigungsregelung in § 17e EnWG für den Weiterbetriebszeitraum neu einzuführen. Dies hätte zudem den wesentlichen Vorteil einer einheitlichen gesetzlichen Regelung. Würde keine neue Regelung in § 17e EnWG für den Weiterbetriebszeitraum eingeführt werden, müssten OWP-Betreiber ihre Ansprüche wegen Vermögensschäden infolge von Unterbrechungen der Netzanbindung individuell zivilrechtlich gegenüber den ÜNB geltend machen. Dies würde zu kostenintensiven, einzelfallbezogenen und langwierigen Gerichtsverfahren führen – mit entsprechenden Belastungen sowohl für die ÜNB als auch für die Letztverbraucher.

Der BDEW schlägt daher folgende Maßnahmen vor:

Für Bestandswindparks im Zeitraum zwischen dem Ende der in Anspruch genommenen EEG-Vergütung und Ende der bisherigen Genehmigungsdauer von 25 Jahren sollte die Entschädigungsregelung nach § 17e Abs. 3a EnWG mit dem dort enthaltenen Verweis auf den Monatsmarktwert als Bemessungsgrundlage angewendet werden, um für beide Seiten die notwendige Planungssicherheit zu gewährleisten.

Der Gesetzestext in § 17e Abs. 1 S. 1 EnWG sollte wie folgt angepasst werden:

> *(1) Ist die Einspeisung aus einer betriebsbereiten Windenergieanlage auf See länger als zehn aufeinander folgende Tage wegen einer Störung der Netzanbindung nicht möglich, so kann der Betreiber der Windenergieanlage auf See von dem nach § 17d Absatz 1 und 6 anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber ab dem elften Tag der Störung unabhängig davon, ob der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Störung zu vertreten hat, für entstandene Vermögensschäden eine Entschädigung in Höhe von 90 Prozent des nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde**, mindestens aber 90 Prozent des Monatsmarktwerts im Sinne der Anlage 1 Nummer 2.2.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** verlangen.*

Für einen möglichen Weiterbetriebszeitraum über 25 Jahre hinaus sollte eine **spezielle, zusätzliche Entschädigungsregelung in § 17e EnWG** eingeführt werden, die die gegenüber der Regelbetriebsdauer abweichenden technischen und kommerziellen Konditionen widerspiegelt. Hierbei ist vor allem die zu erwartende, mit zunehmender Betriebsdauer

steigende Ausfallwahrscheinlichkeit und -dauer der über ihre Auslegungsdauer hinaus betriebenen Netzanbindung infolge der alternden Anlagen zu berücksichtigen. Ebenso relevant ist es, den geminderten Umfang der Absicherung des OWP aufgrund der nicht mehr notwendigen Refinanzierung seiner Kapitalkosten in diesem Zeitraum angemessen und ausgewogen zu adressieren. Hierbei ist zu beachten, dass Betriebskosten der OWPs auch bei Nicht-Einspeisung in gleichbleibender Höhe anfallen (Inspektionen, Logistik, Personal, etc.).

Aus Sicht des BDEW sind verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung des Entschädigungsregimes für den Weiterbetrieb denkbar:

- Der zeitliche Selbstbehalt von derzeit zehn aufeinander folgenden Tagen oder 18 vollen Tagen im Kalenderjahr könnte entsprechend der steigenden Ausfallwahrscheinlichkeit und -dauer in vertretbarem Maße schrittweise erhöht werden, um übermäßige Entschädigungszahlungen in diesem Zeitraum zu vermeiden, ohne dabei aber die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs auf Seiten der OWP-Betreiber zu gefährden. Allerdings ist bislang weitgehend unklar, in welchem Umfang die Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner ONAS-Komponenten im Weiterbetriebszeitraum tatsächlich steigen und wie hoch die Absicherungsbedarfe der OWP-Betreiber in diesem Zeitraum ausfallen. Ein entsprechendes **Gutachten** könnte hierzu eine belastbare Grundlage für die konkrete Ausgestaltung des Entschädigungsregimes liefern.
- Grundsätzlich sollte bei der Ausgestaltung sichergestellt werden, dass die ursprüngliche gesetzgeberische Intention zur Einführung des § 17e EnWG im Grundsatz auch im Weiterbetrieb weiterhin Anwendung findet. Die Einführung des Entschädigungsregimes nach § 17e EnWG zielte vorrangig darauf ab, OWP-Betreiber in einem angemessenen Umfang von Risiken zu entlasten, die außerhalb ihrer Einflusssphäre liegen und mit der Errichtung sowie dem Betrieb der Offshore-Netzanbindung verbunden sind. Damit sollte insbesondere die Refinanzierung der Kapitalkosten innerhalb des Regelbetriebszeitraums mit hinreichender Sicherheit gewährleistet werden. Dies erfolgt in der Regel innerhalb der vorgesehenen Regelbetriebsdauer. Eine solche Befreiung von Risiken besteht daher im Weiterbetrieb nicht mehr im gleichen Maße. Es besteht jedoch weiterhin der deutlich eingeschränkte Absicherungsbedarf erhöhter Betriebsaufwände, notwendiger Instandhaltungen oder Repowering-Maßnahmen des OWP. Daher sollten mögliche steigende Selbstbehalte so gewählt werden, dass dies die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs nicht gefährdet.
- Als alternative Option zur Steigerung des zeitlichen Selbstbehalts könnte die Einführung eines gedeckelten Novellierungskontos angedacht werden. Ein solches Konto würde es ermöglichen, dass in einem Jahr potenziell nicht beanspruchte Selbstbehaltstage oder ein Teil dieser nicht beanspruchten Tage in die Folgejahre des Weiterbetriebszeitraums übertragen werden können. So könnten auch bei größerer Ausfallzeit in einem Jahr, z.

B. aufgrund einer umfangreichen Instandsetzung einer ONAS-Komponente, eine übermäßige Entschädigungszahlung potenziell vermieden werden, sofern im Vorjahr weniger Ausfalltage angefallen sind. Ziel dabei ist es, die Endverbraucher nicht mittelbar unverhältnismäßig zu belasten. Allerdings wäre eine Deckelung des Novellierungskontos notwendig, damit nicht durch eine starke Kumulation der übertragbaren Tage die Wirtschaftlichkeit des Betriebs in einem Jahr gefährdet wird.

§ 17f Belastungsausgleich

Um sinnvolle regulatorische Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Offshore-Netzanbindungen zu schaffen, regt der BDEW an, beim sogenannten **Belastungsausgleich** die bislang geltende gesetzliche **Vermutung der groben Fahrlässigkeit nach § 17f Abs. 2 S. 5 EnWG** für ÜNB im Falle von Störungen für den Weiterbetriebszeitraum entfallen zu lassen. Dies sollte ausschließlich die Regelung zur Bestimmung der Höhe des Eigenanteils der ÜNB betreffen, nicht jedoch den berechtigten Anspruch der OWP-Betreiber auf Schadenersatz. Im Weiterbetriebszeitraum verlassen die ONAS ihren ursprünglich vorgesehenen Auslegungs- und Lebenszyklusrahmen. Die Störungswahrscheinlichkeit steigt dadurch an, ohne dass den ÜNB hierfür ein schuldhaftes Verhalten zugerechnet werden kann. Vor diesem Hintergrund erscheint die bestehende Vermutungsregel der groben Fahrlässigkeit bei Störungen der Netzanbindung (§ 17f Abs. 2 S. 5 EnWG) für den Weiterbetriebszeitraum nicht mehr sachgerecht. Sie führt zu einer unzumutbaren Verlagerung technischer Alterungsrisiken in die alleinige Risikosphäre der ÜNB und widerspricht dem Erfordernis einer angemessenen und verursachungsgerechten Risikoverteilung im Weiterbetrieb.

Zudem sollten weitere notwendige Anpassungen für den Weiterbetrieb von OWPs und ONAS umgesetzt werden (siehe BDEW-Positionspapier 2026 zur Regulatorik für Weiterbetrieb):

- Regulierungsrahmen für den Weiterbetrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme anpassen, damit der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die mit dem Weiterbetrieb verbundenen Risiken eine angemessene Kompensation erhält, um den Weiterbetrieb auch gegenüber dem Neubau attraktiv zu gestalten;
- Technische Nachweise für Weiterbetrieb anhand etablierter Standards festlegen und somit Harmonisierung mit anderen europäischen Märkten herstellen.